

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

Grado en ingeniería eléctrica

**Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para
alimentación de
estaciones de comunicaciones aisladas**

AUTOR: Rodrigo González González

DIRECTOR: Manuel Antolín Arias

Leganés, a 11 de enero de 2013

Agradecimientos:

Quiero dar las gracias al Ayuntamiento de Peñalba de Santiago por haberme ayudado con la investigación de los trámites necesarios, ya que tanto como para mí, como para el propio Ayuntamiento, esto era un tema completamente nuevo.

INDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIONES.....	8
2.	OBJETIVO	12
3.	PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL.....	13
4.	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
4.1	EFFECTO FOTOELÉCTRICO.....	15
4.2	LA RADIACIÓN SOLAR	17
5.	EL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA	20
6.	SISTEMA FOTOVOLTAICO. DEFINICIÓN Y TIPOS.....	25
6.1	SISTEMAS CONECTADOS A LA RED.....	25
6.2	SISTEMAS AISLADOS.....	26
7.	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
7.1	LA CÉLULA SOLAR	28
7.2	EL PANEL FOTOVOLTAICO	28
	Composición y geometría del panel:.....	28
	Características eléctricas:	29
7.3	EL GENERADOR FOTOVOLTAICO	33
7.4	LAS ESTRUCTURAS SOPORTE.....	33
	Estructuras fijas.	33
	Estructura con seguimiento solar.....	34
7.5	LOS CABLES DE CONEXIÓN.	34
7.6	EL INVERSOR	35
	Tipos de inversores.....	35
	Requisitos para el inversor en el sistema fotovoltaico.....	36
7.7	LA BATERÍA SOLAR.....	38
	La batería Pb-ácido	38
	La batería de Ni-Cd	39
7.8	EL REGULADOR DE CARGA	40
	Tipos de reguladores de carga.	41
	Características de los reguladores de carga.	43
8.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS AISLADOS	45
8.1	EL ACUMULADOR	45
8.2	EL REGULADOR DE CARGA.	47

8.3 EL INVERSOR	49
8.4 LAS CARGAS DE CONSUMO	51
8.5 EL CABLEADO	52
8.6 PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA	52
8.7 CONFIGURACIONES TÍPICAS PARA LAS INSTALACIONES AISLADAS.	53
8.8 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES POR SU APLICACIÓN.	56
9. ESTACIÓN BASE DE COMUNICACIONES	58
9.1 RED GSM	58
9.2 ESTACIÓN BASE DE COMUNICACIONES	59
9.3 ANTENA	60
9.4 SELECCIÓN DEL MODELO DE BTS	62
10. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	65
10.1 CONCEPTOS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN	65
<i>Datos técnicos de la instalación.....</i>	<i>65</i>
10.2 CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN	68
10.3 PARAMETROS DE DISEÑO	70
10.4 CONSUMOS.....	71
<i>Selección del voltaje nominal.....</i>	<i>73</i>
10.5 CÁLCULO DE LA BATERÍA.....	74
10.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS PANELES, Y PANELES A INSTALAR.	76
10.7 REGULADOR.....	77
10.8 CONDUCTORES.....	78
10.9 PROTECCIONES.....	81
10.10 OTROS.....	87
11. PRESUPUESTO.....	89
12. REQUISITOS ADMINISTRATIVOS LEGALES	91
13. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	92
14. PLANOS DE LA INSTALACIÓN.	94
15. CONCLUSIONES	97
16. BIBLIOGRAFÍA	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Peñalba de Santiago	8
Ilustración 2: Ubicación de Peñalba de Santiago	9
Ilustración 3: Peñalba de Santiago	10
Ilustración 4: Efecto fotoeléctrico	16
Ilustración 5: Fenómenos que experimenta la radiación solar	18
Ilustración 6: Energía consumida en España por fuente de origen.....	20
Ilustración 7: Irradiación media diaria en España	21
Ilustración 8: Potencia solar instalada en España	22
Ilustración 9: Sistema solar fotovoltaico conectado a red	26
Ilustración 10: Curva I-V	30
Ilustración 11: Diagrama de bloques de un regulador	40
Ilustración 12: Regulador de carga Serie	42
Ilustración 13: Regulador de carga Paralelo.....	42
Ilustración 14: Configuración 1.....	53
Ilustración 15: Configuración 2.....	54
Ilustración 16: Configuración 3.....	54
Ilustración 17: Configuración 4.....	54
Ilustración 18: Configuración 5.....	55
Ilustración 19: Configuración 6.....	55
Ilustración 20: Configuración 7.....	56
Ilustración 21: Especificaciones técnicas de la antena.....	62
Ilustración 22: RBS 2116 Cabina	63
Ilustración 23: Flexibilidad de Instalación	64
Ilustración 24: Irradiancias para la provincia de León.....	68
Ilustración 25: Emplazamiento de la BTS	69
Ilustración 26: Emplazamiento de la BTS	70
Ilustración 27: Batería	75
Ilustración 28: Panel Sharp ND-R250A5	76

Ilustración 29: Regulador Solener DSD Bitensión 30 A	78
Ilustración 30: Fusible.....	83
Ilustración 31: Diodo doble Schottky Barrier MBR6045WT 45V 31A TO-247.....	84
Ilustración 32: Descargador DE PS-5	85
Ilustración 33: Seccionador de 40 A S5-01254PR0.....	86
Ilustración 34: Pica de puesta a tierra.	87
Ilustración 35: Caseta para protección de equipos.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Influencia de la Temperatura en las baterías	39
Tabla 2: Rendimiento del inversor en relación con cargas resistivas.....	50
Tabla 3: Características de la BTS	64
Tabla 4: Periodos de diseño	70
Tabla 5: Tabla de consumos	71
Tabla 6: Parámetros de la instalación	72
Tabla 7: Días de autonomía	74
Tabla 8: Características eléctricas del Panel.....	76
Tabla 9: Características de los conductores	79
Tabla 10: Diámetros comerciales de los conductores.....	80
Tabla 11: Secciones seleccionadas	80
Tabla 12: Tabla de presupuesto	89

1. INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIONES.

Peñalba de Santiago es una pequeña, bella y recóndita aldea berciana que conserva los caracteres del Medioevo. Las nuevas construcciones respetan la tradición arquitectónica y pasear por sus empinadas y angostas calles, con casas de mampostería de pizarra, con solanas de madera en la planta superior y cubiertas por tejados de lajas de pizarra, es como si regresáramos al pasado, gracias al túnel del tiempo. Por su arquitectura rural y por ser el único ejemplar de arquitectura popular berciana, ha sido declarado Conjunto Histórico-Artístico Nacional.



Ilustración 1: Peñalba de Santiago

Se ubica a unos 20 kilómetros de Ponferrada, justo en la cabecera del valle del río Oza, dentro de la comarca leonesa del Bierzo, más conocido como el Valle del Silencio. Para

acceder a este pueblo, declarado conjunto histórico artístico en 1976, hay que recorrer todo el valle que en su tiempo también se llamó la senda de los monjes.

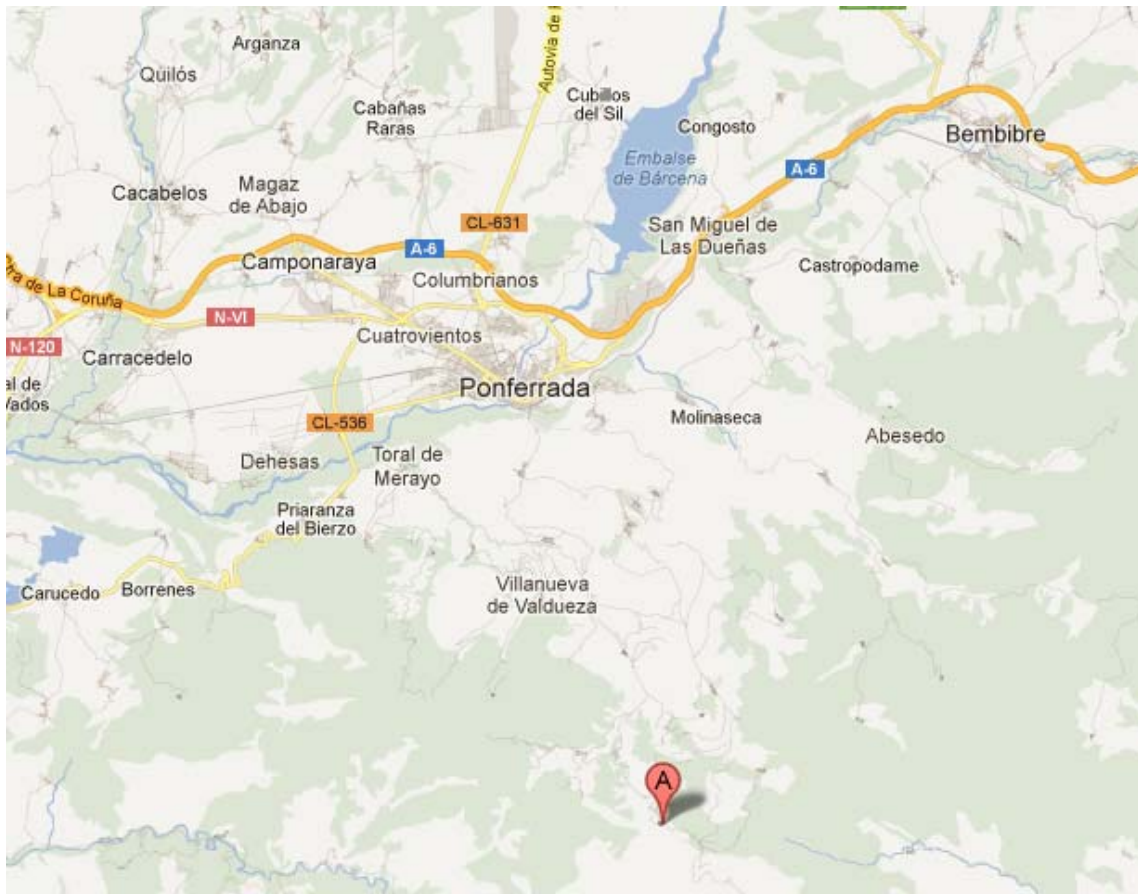


Ilustración 2: Ubicación de Peñalba de Santiago

La motivación de realizar este proyecto es la falta de señal de telefonía móvil en el pueblo y alrededores. La zona más cercana al pueblo donde se puede recibir cobertura de telefonía móvil se encuentra a tres kilómetros del pueblo por una pista forestal.

Hoy por hoy, en el pueblo solo hay un único teléfono, ubicado en la cantina del pueblo. Esto hace que las llamadas realizadas o recibidas estén vinculadas al horario propio de la cantina. Por tanto, si se produce una emergencia fuera del horario de apertura de esta cantina, el tiempo empleado para llamar a los servicios de emergencia pueda ser demasiado largo en casos graves y producirse alguna desgracia.

Pero esto no solo afecta a los propios habitantes de Peñalba, sino que también afecta a los turistas. La principal fuente de ingresos del pueblo es el turismo. Podemos identificar dos principales tipos de turismo.

Un turismo que podemos llamar arquitectónico. Los turistas llegan a Peñalba para visitar la iglesia del pueblo (de arquitectura mozárabe, muy rara en la zona) y pasear por las calles de éste y admirar el paisaje que, desde cada punto del pueblo, se puede ver.



Ilustración 3: Peñalba de Santiago

El otro tipo de turismo está basado en el senderismo. Peñalba está emplazado en una situación privilegiada para realizar senderismo y trekking. Para este tipo de turismo, es casi imprescindible poder usar el teléfono móvil. El paraje escarpado en el que se encuentra Peñalba hace que las rutas de senderismo más transitadas sean de alta dificultad, por lo que el riesgo de accidente es elevado, y poder llamar a los servicios de emergencia debería ser posible en todo momento y lugar. Sin ir más lejos, en 2010 un montañero murió en la zona de Peñalba cuando le sorprendió una ventisca haciendo senderismo en invierno, se desorientó, no pudo llamar a los servicios de emergencia, y falleció.

Por todo esto, y por el hecho de ser el pueblo mi familia, he decidido llevar a cabo este proyecto.

2. OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es la realización del dimensionado de una instalación solar fotovoltaica aislada para alimentar un repetidor de telefonía móvil en las cercanías de Peñalba de Santiago para dotar de cobertura telefónica el pueblo y sus alrededores.

El conjunto de la instalación estará compuesto por una estación base de comunicaciones, una antena, y la instalación fotovoltaica necesaria.

Al ser el objetivo del trabajo el dimensionado de la instalación solar fotovoltaica, tanto la elección de la estación base de comunicaciones, como de la antena, puede que no sean las más adecuadas. De estos dos elementos, los datos importantes y representativos para este trabajo son sus consumos energéticos.

3. PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL

La disponibilidad de recursos energéticos, hoy en día, es una de las mayores prioridades, tanto para los países industrializados y desarrollados, como para los países en vías de desarrollo.

Hasta hace poco, esta energía se obtenía de fuentes no renovables, como por ejemplo el petróleo, el carbón o el gas natural. Estas fuentes de energía aparte de ser finitas y cada vez más cotosas de extraer, debido a la difícil situación tanto social como política de los principales países productores, están alcanzando unos precios demasiado elevados y en algunos casos, conflictos armados.

Otra de la problemáticas de las energías no renovables es su carácter contaminante.

Actualmente, la mayor parte de los transportes se mueven quemando derivados del petróleo, diesel para barcos y automóviles, gasolina para automóviles, fuel para barcos y queroseno para aviones. La quema de estos derivados del petróleo, producen emisiones de dióxido de carbono, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, y partículas de polvo, entre otros.

Por su parte, las centrales térmicas, quemando carbón fuel y gas, emiten a parte de los contaminantes ya mencionados, ozono y metano.

Dióxido de carbono, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno son los conocidos como gases de efecto invernadero. Permiten pasar la luz y el calor del sol desde el espacio a la tierra, pero lo dejan escapar con dificultad. El resultado es que la temperatura del planeta sube. Se pueden producir grandes cambios en el clima y el deshielo de los polos, por lo que ciertas zonas costeras podrían quedar anegadas.

Dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno son los culpables de la lluvia ácida. Al mezclarse con el agua de la lluvia, producen ácido sulfúrico y ácido nítrico. La lluvia ácida ataca a las hojas y es capaz de destruirlas, de hecho en Alemania hay bosques que han desaparecido por este motivo.

Ozono, partículas de polvo y óxidos de nitrógeno, forman una niebla oscura y pesada a nivel del suelo conocida como smog o bruma fotoquímica. Esta bruma puede irritar tanto los ojos como los pulmones.

La solución a esto son las energías renovables. Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Dentro del campo de las energías renovables, este trabajo se va a centrar en la energía solar fotovoltaica. Una instalación fotovoltaica tiene como objeto producir electricidad a partir de la energía solar. El sol es una fuente inagotable de energía y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre. Se trata de una energía limpia, es decir, carece de emisiones a la atmósfera y de residuos contaminantes.

4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La producción de energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación solar incidente sobre células fotoeléctricas, capaces de convertir la luz solar recibida en un potencial eléctrico.

La generación de electricidad desde los paneles solares y las células fotovoltaicas constituyen algunas de las aplicaciones más comunes del conocido efecto fotoeléctrico.

4.1 Efecto fotoeléctrico.

Se define como efecto fotoeléctrico a la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando éstos se ven iluminados por radiación electromagnética, sin que sea necesario que aparezca o intervenga ningún efecto mecánico o físico.

La fotoelectricidad fue descubierta y descrita experimentalmente por Heinrich Hertz en 1887. A pesar de ello el efecto fotoeléctrico constituyó un misterio abierto para los científicos hasta que Albert Einstein en 1905 aportó una explicación al mismo, basando su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck. Debido a su explicación del efecto fotoeléctrico, Albert Einstein obtuvo el premio Nobel de Física en 1921.

Desde el punto de vista de la tecnología, se considera que, con la formulación del efecto fotoeléctrico, Albert Einstein dio origen a la física cuántica, madre de la electrónica moderna.

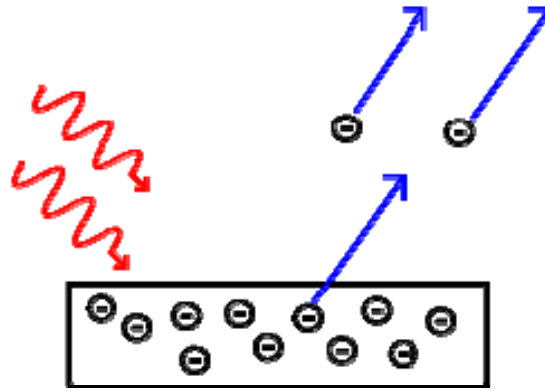


Ilustración 4: Efecto fotoeléctrico

En la ilustración 4 podemos ver un diagrama del efecto fotoeléctrico. Los fotones incidente son absorbidos por los electrones del medio dotándoles de una cantidad de energía que es suficiente para escapar del mismo.

A continuación se describe una breve interpretación del efecto fotoeléctrico.

La electricidad no es otra cosa que un flujo de electrones, partículas de carga negativa que rodean al núcleo atómico.

La energía con la que cuentan los fotones de luz es una característica que viene dada por la longitud de onda de la luz. Si un fotón aporta su energía a un electrón, y éste pasa a tener mayor energía que la que le mantiene vinculado al núcleo del átomo, es decir, si el fotón incidente tiene mayor energía que la que une al electrón con el átomo, entonces el electrón puede ser extraído del material. Si, por el contrario, la energía del fotón es demasiado pequeña, el electrón será incapaz de escapar de la superficie del material.

Los cambios que se producen en la intensidad de la luz no van a afectar a la energía de los fotones incidentes, pero sí a su número y, con ello, la energía de los electrones emitidos no depende de la intensidad de la luz incidente. Los electrones se regirán por un principio de “todo o nada” en el sentido de que:

- Si el valor de la energía del fotón supera el valor de la función de trabajo (la energía que une al electrón y al núcleo), la energía de un fotón es utilizada para liberar un electrón de su enlace atómico, y el fotón es absorbido.

- Si este valor es menor, la energía del fotón es repelida.

Siempre que el fotón es absorbido, parte de la energía se utiliza para liberar al electrón del núcleo del átomo y el resto (el excedente) contribuye a dotar de energía cinética a la partícula libre.

Finalmente para que, con independencia de que exista un potencial eléctrico, se genere una corriente eléctrica en el material fotoeléctrico produzca ante la incidencia de luz solar, es necesario que exista un circuito eléctrico por el que discurra el flujo de electrones liberados.

4.2 La radiación solar

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatios por metro cuadrado).

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la intensidad final de la radiación.

La radiación que llega directamente del sol es la denominada radiación directa y la que previamente es absorbida y difundida por la atmósfera (muy significativa por ejemplo en días nublados) es la radiación difusa.

La radiación solar, tanto directa como difusa, se refleja en todas las superficies en las que incide dando lugar a la radiación reflejada o albedo. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora.

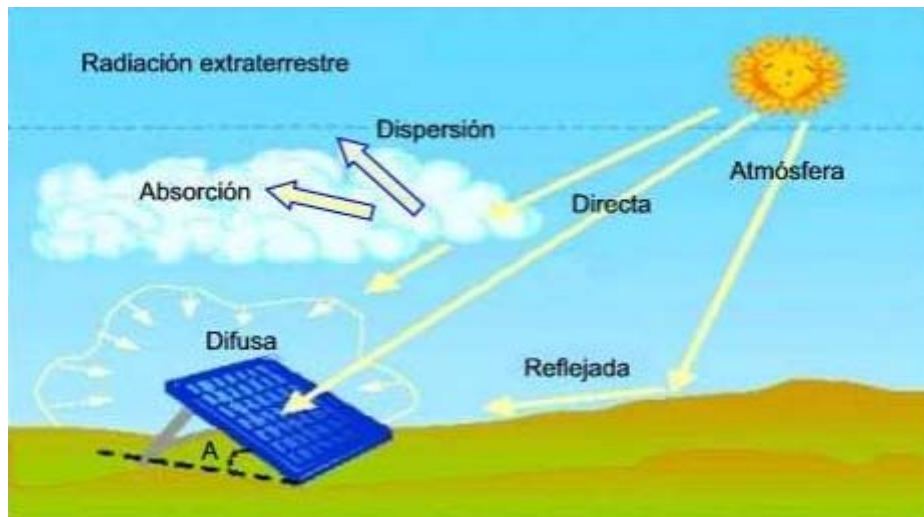


Ilustración 5: Fenómenos que experimenta la radiación solar

La radiación solar global es la suma de los tres tipos antes citados, directa, difusa y reflejada (albedo), y es la que podemos aprovechar para su transformación gracias al efecto fotovoltaico.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie determinada dependen:

- De las condiciones meteorológicas (de hecho, en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad; en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total)
- De la inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa – si no hay alrededor objetos a una altura superior a la de la superficie – y la mínima reflejada).
- De la presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno).

En función de lugar, además, varía la relación entre la radiación dispersa y la total, ya que al aumentar la inclinación de la superficie de captación, disminuye la componente

dispersa y aumenta la componente reflejada. Por ello, la inclinación que permite maximizar la energía recogida puede ser diferente dependiendo del lugar.

La conclusión que se saca de estos tres aspectos es que la energía solar fotovoltaica no es constante. No obstante, esta energía es fácilmente predecible, incluso a largo plazo. Debido a esto se pueden hacer unas estimaciones muy acertadas de la radiación media recibida en un lugar dado, facilitándose así la realización del dimensionado de la instalación.

Nuestro planeta recibe del Sol una cantidad de energía anual de aprovechamiento de $5,4 \times 10^{24}$ J, cifra que representa 4.500 veces la energía que se consume.

Las pérdidas en la atmósfera por reflexión, absorción y dispersión reducen el valor de la radiación solar que llega a la Tierra en un 30%.

Así, la intensidad de radiación que se recibe en la superficie de la Tierra se sitúa alrededor de 1.000 W/m^2 , siendo las condiciones climatológicas las que condicionan los valores de radiación finalmente recibidos.

Debido a los aspectos condicionantes anteriormente expuestos, es necesario realizar un estudio detallado para obtener el dimensionamiento óptimo de la instalación solar fotovoltaica, para así poder aprovechar la máxima parte de radiación solar posible.

5. EL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

Es evidente que la energía solar no puede sustituir a la producida por los combustibles fósiles, pero si supone un complemento a las necesidades energéticas del país. En el siguiente grafico se pueden ver los porcentajes consumidos de cada tipo de energía en España.

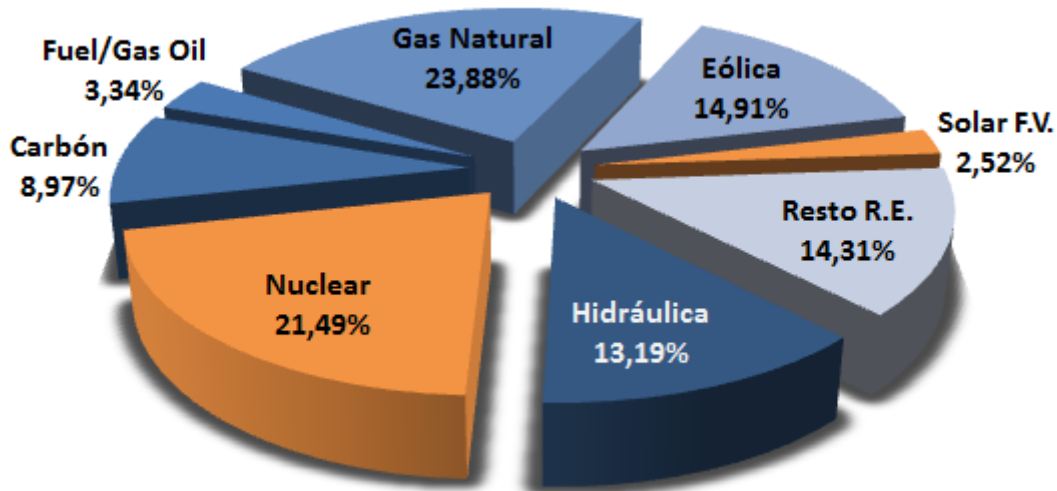


Ilustración 6: Energía consumida en España por fuente de origen

España es un país privilegiado en a lo que sus condiciones climatológicas se refiere, con áreas de alta irradiancia que la sitúan favorablemente frente a otros países de la Unión Europea.

La irradiancia estará condicionada por la climatología del área, así como por las sombras que interfieran con la con la captación de la misma por parte de los paneles, ya sean por obstáculos de carácter natural, como de carácter artificial.

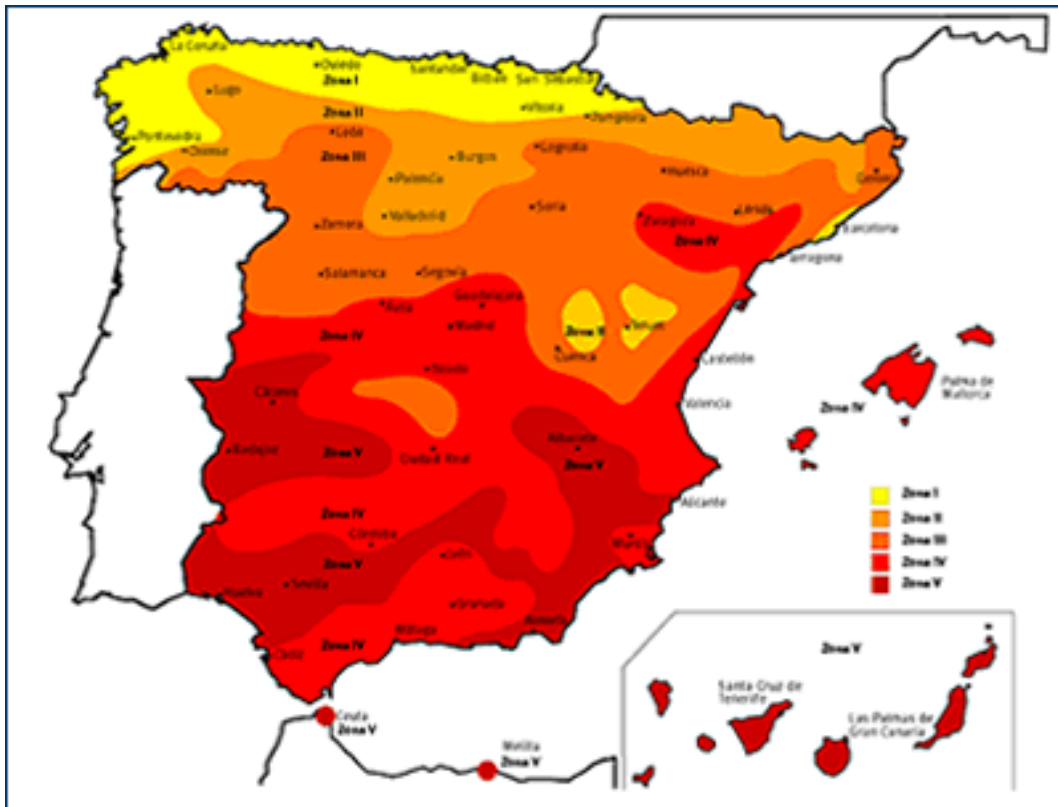


Ilustración 7: Irradiación media diaria en España

En la ilustración anterior podemos ver que los índices de irradiancia en España son muy elevados, sobre todo en el sur de la península, lo que explica el alto número de huerto solares que encontramos en esa zona.

El desarrollo de la energía solar fotovoltaica antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a la red sobre el precio del mercado. En 2004 esta energía representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, que en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria. Desde el año 2000, y con la aprobación del Plan de Fomento de Energías Renovables en 1999, la instalación de placas fotovoltaicas ha ido creciendo un 40% cada año. El objetivo era llegar a los 143 Megavatios instalados en 2010, cubriendo al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante fuentes renovables. Como vemos en el siguiente gráfico, estas previsiones se cumplieron holgadamente, llegando a los 4188 Megavatios de potencia instalada.

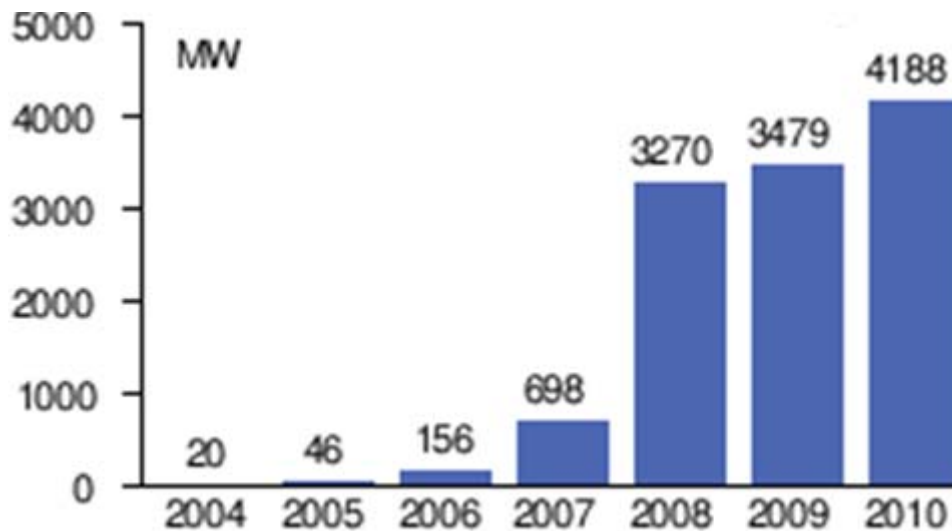


Ilustración 8: Potencia solar instalada en España

Este tipo de energía ha ido ganando peso en el sector residencial. Aunque es complicado saber el número de propietarios que tienen un sistema fotovoltaico "se puede hablar de cientos, porque se han colocado más de 30.000 kilovatios de paneles solares en España y en cada vivienda se ponen sistemas de entre tres y cinco kilovatios", señala Javier Anta, presidente de la Asociación Española de Industria Fotovoltaica (Asif), que avisa que esa cifra incluye muchas instalaciones ubicadas sobre terrenos sin edificar.

Entre 2004 y 2007, el consumo de energía a partir de renovables se incrementó en un 10% (de 9.152 a 10.228 miles de toneladas de equivalente de petróleo). La tendencia y las previsiones son ascendentes, para este año 2013 se prevé que el 12,3% del consumo de energías primarias corresponderá a las renovables. La industria fotovoltaica, aportó un 0,62% del PIB entre 2006 y 2008 y mantuvo 93.000 empleos durante 2009.

Durante el año 2008 España se convirtió en el primer mercado fotovoltaico del mundo, con más de 3000 MW instalados, superando con ello a Alemania, tradicional líder internacional en implantación de la energía solar. Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en Alemania, el crecimiento en España no se ha producido de un modo sostenible: si el Gobierno quería conectar 371 MW solares a la red en 2010, en 2008,

en España ya había casi 10 veces más potencia instalada, puesto que se superaron los 3.300 MW. Como resultado, el Gobierno recortó su política de ayudas al aprobar el Real Decreto 1578/2008. Este recorte llegó a casi paralizar el sector fotovoltaico español a causa de los cambios de regulación: A grandes rasgos, este recorte se ha traducido en paralizar el mercado durante más de seis meses por el cambio regulatorio; reducir la retribución por la energía producida un 30%; introducir una reducción progresiva de la retribución que puede superar el 10% anual; establecer un límite máximo anual de 500 MW durante los próximos años, con un nuevo registro para adjudicar esta potencia que complica la tramitación administrativa de los proyectos; y dividir el mercado en dos segmentos, uno para plantas solares en suelo y otro para instalaciones incorporadas a la edificación, cuando más del 95% del mercado estaba orientado al suelo.

En 2010 se promulgó el Real Decreto 14/2010 para la energía solar fotovoltaica, la llamada “ley anti-fotovoltaica”. Los cambios producidos con este Real Decreto son:

- Se aplica retroactividad suprimiendo el derecho a la percepción de prima equivalente para las instalaciones fotovoltaicas a los 25 años de vida útil.
- Se reduce la tarifa fotovoltaica en un 5% para instalaciones de techo pequeño, 25% para las instalaciones de techo medianas y un 45% para las instalaciones de suelo.
- Se obliga a que las instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, cuenten en su interior con un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación que se pretende ubicar para que la instalación fotovoltaica sea considerada sobre cubierta del Tipo I.
- Se dispone que las instalaciones sobre invernaderos se consideren como suelo y no como lo que realmente son: cubierta. Por lo tanto, los invernaderos y balsas de riego serán considerados como instalaciones de Tipo II sobre Suelo. Las CC.AA tendrán que considerar si otras instalaciones sobre techados, cristaleras, depósitos, zonas de sombreado se consideran Suelo o Tejado.

- No se fijan compensaciones económicas por adaptación de las instalaciones existentes a la nueva normativa de reactiva, huecos de tensión y centros de control.

En general destaca una súbita reducción de tarifa del 45% para las plantas fotovoltaicas en suelo, lo que impedirá la rentabilidad de esas instalaciones; en consecuencia, el volumen total del mercado solar se reducirá casi un 50% desde los 500 MW anuales previstos por la regulación hasta poco más de 250MW.

Esta reducción del mercado se mantendrá hasta que los costes de la tecnología hayan bajado en la misma proporción, algo que tardará años en las regiones con menos irradiación del país.

6. SISTEMA FOTOVOLTAICO. DEFINICIÓN Y TIPOS

Típicamente, un sistema fotovoltaico se define como el conjunto de elementos mecánicos, electrónicos y eléctricos necesarios para captar y transformar la energía solar en energía eléctrica.

Atendiendo a su configuración se clasifican en dos grupos.

- Sistemas conectados a la red
- Sistemas aislados

6.1 SISTEMAS CONECTADOS A LA RED

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

En los sistemas conectados a red es necesario conectar con las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema de medición mediante el que el propietario, una vez dispone del Régimen Especial de Producción de Energía, factura la producción.

Es necesario tener en cuenta que en el caso de considerar sistemas conectados a red, es la misma red la que desempeña la tarea de acumulador, de capacidad infinita. La carga representa, en cambio, el usuario conectado a red, como sucede en cualquier otro sistema 'grid connected'.

Uno de los factores favorables de los sistemas conectados a la red, es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, ya que la máxima producción del sistema fotovoltaico coincide con horas en que los problemas de suministro para las compañías eléctricas son más graves, es decir, las horas de mayor demanda energética.

En la ilustración 9 se presenta el esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red, en el que se puede ver sus principales componentes.

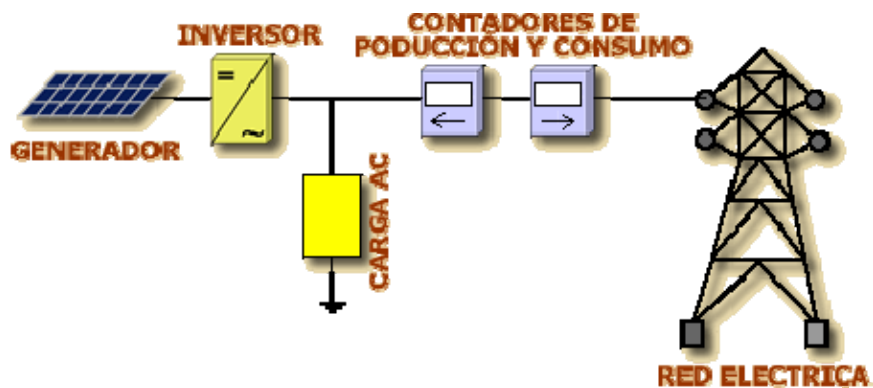


Ilustración 9: Sistema solar fotovoltaico conectado a red

6.2 SISTEMAS AISLADOS

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a red, o para lo que sería muy difícil conectarlos debido a su situación geográfica.

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente suelen contar con sistemas de acumulación de energía. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche. Una configuración de este tipo debe estar dimensionada de tal forma que permita, durante las horas de insolación, tanto la

alimentación de la carga como la recarga del sistema de acumulación. Además de esto, el sistema de acumulación debe ser capaz de soportar un cierto número de días de baja insolación, debido principalmente a fenómenos climatológicos, sin que esto repercuta en la alimentación de las cargas.

7. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

7.1 LA CÉLULA SOLAR

La célula fotovoltaica, elemento encargado de transformar la energía solar en eléctrica, se basa en un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico, que consiste en la producción de una fuerza electromotriz por acción de un flujo luminoso que incide sobre la superficie de dicha célula. La célula fotovoltaica más común consiste en una delgada lámina de un material semiconductor compuesto principalmente por silicio de cierto grado de pureza, que al ser expuesto a la luz solar absorbe fotones de luz con suficiente energía como para originar el "salto de electrones", desplazándolos de su posición original hacia la superficie iluminada. Al desprenderse estos electrones con su carga negativa (n) originan la aparición de huecos o lagunas con cargas positivas (p). Como los electrones tienden a concentrarse del lado de la placa donde incide la luz solar, se genera un campo eléctrico con dos zonas bien diferenciadas: la negativa, de la cara iluminada donde están los electrones y la positiva en la cara opuesta donde están los huecos o lagunas. Si ambas zonas se conectan eléctricamente mediante conductores adheridos a cada una de las caras de la placa el desequilibrio eléctrico origina una fuerza electromotriz o diferencia de potencial, creando una corriente eléctrica para igualar las cargas. Dicha corriente, obviamente continua, se genera en un proceso constante mientras actúe la luz solar sobre la cara sensible de la lámina.

7.2 EL PANEL FOTOVOLTAICO

Composición y geometría del panel:

Las células solares se ensamblan de manera adecuada para formar una única estructura, el panel fotovoltaico, que es una estructura sólida y manejable.

El número de célula en un panel, y por tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. Los paneles pueden tener diferentes

tamaños: los más utilizados están formados por 40-80 células conectadas eléctricamente en serie, con una superficie que oscila entre los 0.8 m² a los 2 m².

Las células están ensambladas entre un estrato superior de cristal y un estrato inferior de material plástico (Tedlar). El producto preparado de esta manera se coloca en un horno de alta temperatura, con vacío de alto grado.

El resultado es un bloque único laminado. Luego se añaden los marcos, normalmente de aluminio para aportar rigidez mecánica al conjunto. En la parte trasera del módulo se añade una caja de unión en el que se ponen los contactores eléctricos y los diodos de by-pass.

Para evitar quebrar las células fotovoltaicas, estas son protegidas adhiriendo a las mismas dos capas de sostén. El montaje deja a las células en medio de una estructura “sándwich”, con dos capas plásticas de protección, una translúcida y con protección ultravioleta en la parte superior, y otra en la parte inferior que contribuye a aumentar la rigidez, proveyendo así mismo, una capa dieléctrica.

En el frente del panel se encuentra un vidrio templado resistente a impactos que protege a las células de los agentes meteorológicos.

Características eléctricas:

Potencia máxima de salida.

Los módulos fotovoltaicos tienen una potencia que varía entre los 50Wp y los 220 Wp, según el tipo de las células que lo componen.

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del panel permanecen constantes, la corriente de salida de un panel fotovoltaico varía con el valor del voltaje en la carga, y su temperatura de trabajo. Esto se debe a las características intrínsecas del material.

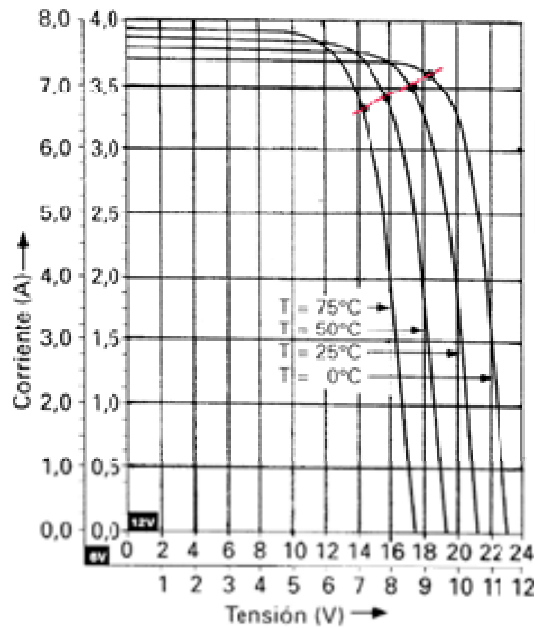


Ilustración 10: Curva I-V

Observando la curva Intensidad-Voltaje (I-V) podemos ver que el máximo valor para el voltaje de salida corresponde con un valor de intensidad nulo, mientras que el valor máximo de corriente corresponde con un valor de voltaje nulo. Todas las curvas tienen una zona donde el valor de corriente permanece prácticamente constante para valores de voltaje crecientes, hasta que se alcanza una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños aumentos en el valor de voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de corriente de salida.

Intensidad

La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

En este sentido tiene mucha importancia la colocación de los paneles, ya que los valores varían a lo largo del día en función de la inclinación del sol respecto al horizonte.

Efecto de la temperatura.

El aumento de la temperatura en la células supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión. Esto

implica que tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto se ven afectados por la temperatura de trabajo. El tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros.

El efecto producido es que la potencia del panel, al igual que el voltaje de salida disminuye, al aumentar la temperatura de trabajo del mismo. Por ello es importante colocar los paneles en un lugar en el que estén bien aireados.

Temperatura de trabajo del panel.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece a una relación lineal dada por la expresión.

$$T_t = T_a + k \cdot R$$

T_t : Temperatura de trabajo del panel.

T_a : Máxima temperatura ambiente.

R : Valor de la radiación solar en W/m^2

K : Coeficiente que varía entre 0.02 y 0.04 $^{\circ}C \cdot m^2/W$, dependiendo de la velocidad promedio del viento.

Cuando la velocidad del viento es muy baja, o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo y K toma valores cercanos a o iguales al máximo. Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de K será mínimo (0.02).

El valor de R varía entre los 800 y 1000 W/m^2 .

Para localizaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a 800 W/m^2 .

Máxima potencia de salida.

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y a la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo, cortocircuito y circuito abierto, ya que, o la corriente o el voltaje de salida es nulo.

Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo, que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C, se denomina valor óptimo o valor pico (Wp). Para determinarlo se usan los denominados valores estándar STC (Standard Test Conditions).

- Radiación solar = 1000 W/m²
- Temperatura = 25°C
- Espectro luminoso = 1.5 masa de aire

El Wp es la unidad de medida de referencia utilizada para los módulos fotovoltaicos. Expresa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar el módulo en condiciones estándar de referencia.

Factor de degradación.

En la práctica, debido a la disipación de calor dentro de las células del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo va a exceder siempre los 25°C. Cuando esto ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico especificado por el fabricante.

Los fabricantes suelen aportar en las especificaciones técnicas del panel un factor de degradación, o de pérdidas, en términos de pérdida porcentual de potencia máxima por °C.

Evaluación de la potencia de salida.

Una vez conocido este valor de la temperatura de trabajo del panel, puede determinarse el valor de la potencia de salida. Para ello se utiliza la expresión siguiente.

$$P_t = P_p - (P_p \cdot \delta \cdot \Delta T)$$

Dónde.

- P_t es la potencia de salida a la temperatura de trabajo.
- P_p es la potencia pico del panel a 25°C.
- δ es el coeficiente de degradación.
- ΔT es el incremento de temperatura sobre los 25°C

7.3 EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Está formado por un conjunto de módulos conectados en serie y en paralelo entre sí.

Conectando en serie los módulos: La corriente total del módulo se "adecua" a la del módulo que genera menos corriente, mientras que la tensión global es el resultado de la suma de la tensión de cada módulo. Un conjunto de módulos conectados en serie constituye la así llamada "cadena".

Conectando en paralelo varias cadenas de módulos: La corriente total del generador fotovoltaico es el resultado de la suma de la corriente de salida de cada cadena. En cambio, la tensión global del sistema es equivalente a la tensión generada por una sola cadena.

La potencia nominal total del sistema es equivalente a la suma de la potencia nominal de cada módulo.

7.4 LAS ESTRUCTURAS SOPORTE.

Los paneles fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica, capaz de sujetarlos, orientada para optimizar la radiación solar. Esta estructura de sustentación puede ser fija o móvil, de manera que busque con su movimiento incrementar la irradiación incidente sobre los paneles.

Estructuras fijas.

Los paneles de estructura fija se deben instalar con la orientación e inclinación optima. La orientación ideal es Sur. Debido al cambio de la posición del sol durante el año la

inclinación ideal según nuestra latitud, es de 30º sur, aunque puede variar en +-10 en función de la aplicación o criterios de uso.

Estructura con seguimiento solar.

Para aumentar la producción eléctrica se puede dotar al panel fotovoltaico de movimiento, de modo que sea capaz de seguir la trayectoria solar.

- Sistemas de seguimiento polar en un eje. Con la inclinación óptima gire en un eje para seguir la trayectoria solar.
- Sistema de seguimiento acimutal en un eje. Con la orientación óptima, varía la inclinación del panel para que los rayos solares incidan de manera perpendicular en la superficie.
- Sistema de seguimiento de dos ejes. Se trata de un sistema que busca en cada momento la inclinación y la orientación de manera que se maximice la irradiación, haciendo que los paneles se encuentren de la manera más perpendicular posible a los rayos solares.

Con este sistema se puede conseguir hasta un 40% más de producción eléctrica que con un sistema convencional.

Requisitos:

La estructura soporte de los módulos debe ser capaz de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

7.5 LOS CABLES DE CONEXIÓN.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema fotovoltaico.

Parte de la energía transportada se pierde en forma de calor. El material más indicado para la fabricación de un cable conductor representa un compromiso entre un bajo valor de resistividad y el coste del mismo.

7.6 EL INVERSOR

El inversor es un dispositivo de potencia encargado de la transformación de la energía continua producida por los módulos solares en energía alterna para consumo. Éste debe poseer ciertas características técnicas que eviten inconvenientes de funcionamiento e incompatibilidad con el sistema. Debe estar dimensionado y ser capaz de alimentar directamente los consumos que pretendan conectarse al sistema.

Un inversor simple consta de transistor controlado por oscilación, el cual es utilizado para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada, esta onda cuadrada alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola un poco más una onda sinusoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. La forma de onda de salida de un inversor ideal debería ser sinusoidal.

Tipos de inversores.

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores, los autoconmutados y los conmutados de línea.

- Los inversores conmutados de línea usan interruptores basados en tiristores, que son dispositivos electrónicos de potencia que pueden controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción precisan de una fuente adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.
- Los inversores autoconmutados usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de interruptor, como los transistores IGBT y MOSFET.

Los primeros inversores comercializados para aplicaciones solares fotovoltaicos eran inversores conmutados de línea. Posteriormente se usaron los inversores autoconmutados. Este tipo de inversores pueden controlar libremente la forma de la onda de tensión y corriente en la parte de alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica y son muy resistentes a las distorsiones procedentes de la red

Los inversores autoconmutados se dividen en inversores en fuente de corriente (CSI) y en inversores de fuente de tensión (VSI). Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En el caso de los sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

Requisitos para el inversor en el sistema fotovoltaico

Las características básicas serán las siguientes.

- Su principio de funcionamiento será autoconmutado con fuente de corriente.
- Dispondrá de sistema de seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionará en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango
- Sobretensiones mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará los siguientes controles manuales.

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC

Las características de rendimiento de los inversores empleados en sistemas fotovoltaicos serán las siguientes, acordes con el Pliego de Condiciones Técnicas para Sistemas Solares Fotovoltaicos del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético.

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superiores a las CEM (Condición Estandar de Medida) durante picos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 y al 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88% respectivamente para inversores de potencia inferior a 5 KW y del 90 al 92 % para inversores mayores de 5 KW
- El autoconsumo de los equipos en modo nocturno o “stand by” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior al 0.95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10% de su potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 22 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 32 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados en la intemperie. Estos grados de protección son una manera de calificación alfa-numérica de equipamientos en función del nivel de protección que sus materiales contenedores le proporcionan contra la entrada de materiales extraños.

Los inversores estarán garantizados para trabajar en condiciones de entre 0°C y 40°C de temperatura y de 0% a 85% de humedad relativa.

7.7 LA BATERÍA SOLAR

La batería de un sistema solar debe ser capaz de sostener corrientes moderadas (una decena de A), durante horas. Además en muchas aplicaciones, deberá permanecer activa sin recibir carga alguna (servicio nocturno). Normalmente, los periodos de reposo son nulos, ya que está siendo cargada o descargada. Diferentes requerimientos de uso sólo pueden satisfacerse con distintos diseños.

La batería Pb-ácido

Dentro de los distintos tipos de baterías eléctricas, destaca el acumulador de Pb-ácido, que presenta numerosas aplicaciones, entre ellas, las baterías para automóviles, y para sistemas fotovoltaicos.

Los electrodos de una batería solar tienen una aleación de antimonio, que permite adherir mayor cantidad de material activo. El envejecimiento de una batería se produce por la pérdida de éste cuando la batería es descargada. Celdas con mayor cantidad de material activo tienen una más larga duración y profundidad de descarga. El incremento del material activo aumenta el costo y el peso de la batería.

Dos de las características que identifican a una batería solar son la mayor profundidad de descarga (PD) y un alto valor para el ciclaje.

La batería que permite una PD máxima del 80%, cientos de veces, a niveles de corriente moderados se denominan de ciclo profundo (BCP). Se considera que una BCP ha completado todos los ciclos de carga y descarga cuando al ser cargada de nuevo, la máxima energía que puede almacenar se reduce al 80% de su valor inicial.

Los modelos con mayor aceptación son los de 6V y 12 V nominales. Las baterías de 6V con una capacidad de 200 Ah, se utilizan en bancos de baterías con conexión serie o paralelo, a fin de satisfacer lo valore de voltaje y corriente del sistema. Como los sistemas fotovoltaicos de bajo consumo son sistemas de 12V nominales, los requerimientos de reserva pueden ser satisfechos con la versión de 12V, que tienen una capacidad de 100 Ah. Baterías de más de 250 Ah resultan convenientes cuando se

trabaja con sistemas de alto consumo. Se fabrican, asimismo, baterías de ciclo profundo con capacidad de reserva mucho más grandes.

La capacidad de almacenamiento de una batería Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito. La siguiente tabla muestra la relación entre la capacidad, temperatura y eficiencia.

Tabla 1: Influencia de la Temperatura en las baterías

TEMPERATURA (°C)	CAPACIDAD (%)	EFICIENCIA
30	105	1.05
20	100	1.00
16	90	0.90
4	77	0.77
-7	63	0.63
-18	49	0.49

La batería de Ni-Cd

Se trata de un tipo de batería de ciclo profundo. Debido a su alto costo inicial, no ha suplantado a las baterías de Pb-ácido. Sin embargo el costo a largo plazo puede resultar interesante debido a su larga vida útil y bajo mantenimiento.

Este tipo de baterías usan placas de acero inoxidable que poseen depresiones donde colocar el material activo. El electrolito de estas baterías es una solución de agua e hidróxido de potasio. Sus características más destacadas son que pueden soportar, sin daño, cargas y descargas excesivas, así como una mayor profundidad de descarga. Tienen una mayor eficiencia con baja temperatura ambiente y soportan, sin problemas, una alta combinación de temperatura y humedad. Otra ventaja es la ausencia de problemas de sulfatación de electrolito o de la congelación de éste.

Una batería de Ni-Cd puede trabajar con bajo estado de carga in deteriorarse. La auto descarga es elevada inicialmente, pero disminuye con el tiempo permitiendo largos

periodos de almacenamiento. Estos periodos, según el fabricante, pueden estar garantizados por hasta 20 años.

El mayor problema de estas baterías es la característica de descarga. En estas baterías el voltaje de salida permanece prácticamente constante hasta que su capacidad de almacenaje se agota. En ese momento cae de forma vertiginosa y lo que es más problemático, sin previo aviso.

7.8 EL REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas, ya que estos incidentes pueden afectar al electrolito, cambiando sus propiedades químicas, haciendo que la batería sea menos eficiente. Su misión es contrarrestar la inestabilidad de la fuente primaria. Funciona como un servomecanismo que compara el valor deseado de carga con uno de referencia y efectúa los cambios necesarios para compensar las variaciones de la fuente primaria y las debidas a la carga. Su tiempo de repuesta es finito y su error en la estabilidad es función de la ganancia del bucle de realimentación.

El diagrama de bloques de un regulador es el siguiente.

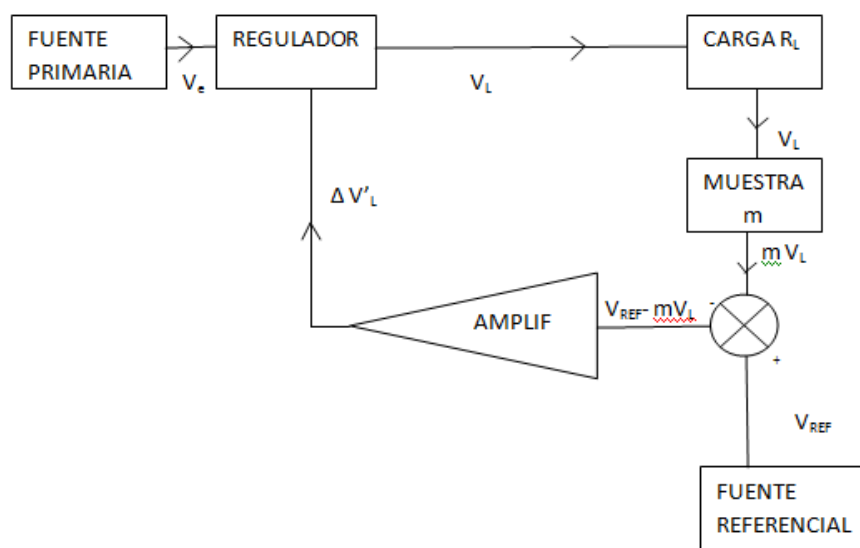


Ilustración 11: Diagrama de bloques de un regulador

El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de la misma para alargar su vida útil. También debe tener la capacidad de generar alarma en función del estado de la carga.

Regulación de la intensidad de carga de las baterías.

- Igualación.

El regulador de carga permite automáticamente la igualación de cargas de los diferentes acumuladores tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo el gaseo del electrolito, que se produciría si la tensión de todas las baterías interconectadas no fuera homogénea.

- Carga profunda.

Tras la igualación, el regulador de carga permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción, hasta alcanzar el punto de tensión final de carga. Es entonces, cuando el sistema de regulación interrumpe la carga y se pasa a la segunda fase, la flotación.

- Carga final y flotación

Una vez la batería alcanza el valor máximo de tensión, el regulador inyecta la corriente de flotación. Se trata de una corriente pequeña para mantenerla a plena carga. Esta corriente se encarga de mantener la batería a plena carga y cuando no se consume energía, se emplea en compensar la autodescarga de las baterías.

Tipos de reguladores de carga.

Existen dos tipos de reguladores de carga, los reguladores lineales, y los conmutados

1. Reguladores Lineales:

- Operan con corriente continua a la entrada
- Equivalen a una resistencia con valor de ajuste automático
- Basan su funcionamiento en la caída de tensión en elementos disipativos
- Tienen un bajo rendimiento

2. Reguladores conmutados:

- Incorporan un conmutador que interrumpe a intervalos de duración variables, la corriente proveniente del panel solar.
- Tienen alto rendimiento.

Los reguladores se pueden dividir en dos clases, control en serie, y control en paralelo. La clasificación depende del paso que toma la corriente de carga, respecto al banco de baterías, cuando el control comienza a restringir la gasificación.

El control en paralelo realiza un desvío de la corriente (por un circuito en paralelo) cuando la batería alcanza un valor predeterminado para carga máxima. Cuando el valor vuelve a caer por debajo de un valor mínimo, la corriente vuelve a circular por el circuito principal.

Las características comunes para los reguladores de control serie son las siguientes.

- Alternan periodos activos de cargas con periodos de inactividad.
- La acción del circuito de control depende del estado de carga del banco de baterías.

La configuración del regulador de cargas serie se suele usar para cargas grandes.

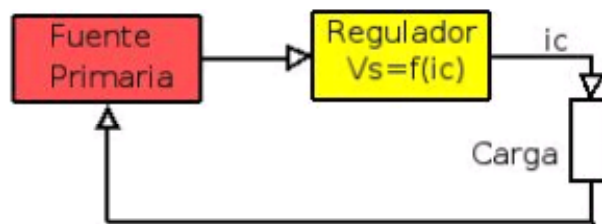


Ilustración 12: Regulador de carga Serie

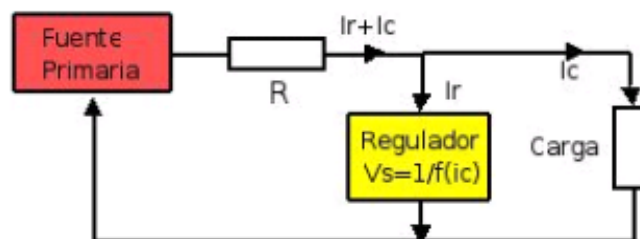


Ilustración 13: Regulador de carga Paralelo

Características de los reguladores de carga.

Indicadores de estado

Desconexión del consumo por baja tensión de batería.

Si la tensión de la batería disminuye por debajo del valor de tensión de maniobra de desconexión (típicamente un 70%) durante un tiempo establecido se produce la desconexión del consumo.

Alarma por baja tensión de batería.

Esta alarma indica una situación de descarga notable. A partir de este nivel de descarga, las condiciones del acumulador comienzan a ser comprometidas, ya que puede no poder entregar la tensión demandada ante corrientes elevadas.

Parámetros de diseño

- Tensión nominal, corresponde a la tensión del sistema, en general 12, 24, 48V.
- Intensidad del regulador tiene que ser mayor que la recibida en el total del campo de paneles FV.

Indicadores de estado

- Indicadores de tensión de la batería.
- Indicadores de sobrecarga y cortocircuito.
- Indicadores de fase de carga.

Protecciones típicas

- Contra sobre descargas temporizadas en consumo.
- Contra sobre tensiones en paneles, baterías y consumo.
- Contra desconexión de batería.

Parámetros que determinan el funcionamiento

- Intensidad máxima de carga: es la máxima intensidad procedente del campo de paneles FV, que el regulador es capaz de administrar.

- Intensidad máxima de consumo: es la máxima corriente que puede pasar del sistema de regulación directamente a un consumo.
- Voltaje final de carga: es el voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el sistema generador FV y la batería, o se reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador FV.

8. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas tienen que cumplir con los requisitos de protecciones y seguridad de las personas dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja tensión.

Como mínimo, ha de asegurarse el nivel de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase 1) para equipos y materiales.

Se han de incluir todos los elementos de seguridad necesarios para proteger a las personas frente a contactos, tanto directos como indirectos, en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50 V_{RMS}$ o $120 V_{DC}$. Es recomendable en este tipo de instalaciones la utilización de equipos y materiales de clase de protección II.

La instalación ha de protegerse frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en la intemperie se protegerán contra los agentes atmosféricos, sobre todo frente a la radiación solar y la humedad. Los equipos a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los que se encuentren en interior, IP32.

Los equipos electrónicos cumplirán con las premisas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

8.1 EL ACUMULADOR

Los aspectos a tener en cuenta para la batería son:

- Su tensión de operación.
- La autodescarga. Se define como la pérdida de carga cuando ésta permanece a circuito abierto.
- La capacidad útil. Es la capacidad disponible de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida. PD_{MAX}

- La capacidad nominal. (C_{20} (Ah)). Es la cantidad de carga que se puede extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20°C hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso.
- La profundidad de descarga. Se denota como (PD) y es definida como el cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa en %.
- El estado de carga. Se define como el cociente entre la capacidad de una batería parcialmente descargada y su capacidad nominal.
- El régimen de carga. Es el parámetro que relaciona la capacidad nominal de una batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga. Se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga. $C_{20}=100$ Ah y $I_{20}= 5$ A

Los equipos específicos que formen parte en una instalación deberán cumplir con los siguientes requisitos.

- Las baterías han de ser de plomo –ácido y no se permitirá el uso de baterías de arranque.
- Para asegurar una adecuada recarga del acumulador, la capacidad nominal de éste no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.
- La máxima profundidad de descarga no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes.
- En las instalaciones en las que las sobredescargas puedan ser habituales, la máxima profundidad de descarga no excederá el 60%.
- Las baterías de electrolito gelificado se protegerán de manera especial frente a sobrecargas.
- La capacidad inicial del acumulador será superior el 90% de la capacidad nominal.
- La autodescarga del acumulador a 25°C no excederá del 6% de su capacidad nominal por mes.

- La vida del acumulador debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50%.
- El acumulador será instalado asegurándose de las siguientes premisas.
 - Se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se tomaran medidas para evitar cortocircuitos accidentales.
- Cada batería debe estar etiquetado con la siguiente información.
 - Tensión nominal (V)
 - Polaridad de los terminales.
 - Capacidad nominal (Ah)
 - Fabricante y número de serie.

8.2 EL REGULADOR DE CARGA.

Las características principales del regulador de carga serán.

- El voltaje de desconexión de las cargas de consumo. Es el valor de tensión de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad de las cargas del consumo.
- El voltaje final de carga. Es el valor de la tensión de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería o reduce la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

Al regulador de carga se le exigen ciertas propiedades.

- El regulador debe proteger a las baterías contra sobrecargas y sobredescargas.
- Si el regulador de carga utiliza la tensión del acumulador como referencia, éste debe verificar:
 - La tensión de desconexión de la carga del consumo del regulador se debe elegir atendiendo a que la interrupción del suministro eléctrico a las cargas se haga cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida.
 - La tensión final de carga debe asegurar un factor de recarga de la batería superior al 90%

- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de -4 a -5 mV/°C/vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
 - Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros.
- Los reguladores de carga deben estar protegidos contra cortocircuitos del acumulador.
- El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima de:
 - Corriente en la línea de generador. Un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
 - Corriente en la línea del consumo. Un 25% superior a la corriente máxima de la carga del consumo.
- El regulador de carga debe estar protegido contra la posibilidad de operación sin acumulador, con el generador operando en la CEM y con cualquier carga.
- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal. Si por algún motivo esta caída tensión fuera superior, se justificará el motivo en la memoria de solicitud.
- Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal.
- Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.
- Cada regulador de carga debe estar etiquetado con la siguiente información.
 - Tensión nominal (V).
 - Corriente máxima (A).
 - Polaridad de terminales y conexiones.
 - Fabricante y número de serie.

8.3 EL INVERSOR

Las características que definen al inversor son:

- V_{RMS} : Valor de la tensión alterna de salida.
- La potencia nominal. Es la potencia que es capaz de entregar de manera continua.
- La capacidad de sobrecarga. Es la habilidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.
- El rendimiento del inversor. Relación entre la potencia de entrada y la potencia de salida del inversor.
- Factor de potencia. Cociente entre la potencia activa y la potencia aparente a la salida del inversor.
- Distorsión armónica total. THD (%). Es el parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida.

$$TDH (\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

A continuación se exponen los requisitos técnicos que deben cumplir los inversores de una instalación solar fotovoltaica: V_n^2

- Se recomienda el uso de inversores de onda senoidal. Los inversores de onda no senoidal podrán ser utilizados si su potencia nominal es inferior a 1 KVA.
- Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga. Si esto no es posible, el inversor se conectará directamente al acumulador y se garantizará la protección del mismo contra sobrecargas.
- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los márgenes siguientes de operación.
 - $V_{NOM} +15\% / -10\%$, siendo V_{NOM} : 220 V_{RMS} o 230 V_{RMS}
 - 50 Hz $\pm 2\%$

- El inversor tiene que ser capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- El inversor debe arrancar y operar cualquier carga, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque, sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- Los inversores deberán incorporar protecciones contra las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera de margen de operación.
 - Operación sin batería.
 - Cortocircuito en la salida de alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- El autoconsumo del inversor sea menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.
- Las pérdidas de energía diaria ocasionada por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda el uso de un sistema “stand by”
- El rendimiento del inversor con cargas resistiva será superior a los límites especificados en la tabla siguiente.

Tabla 2: Rendimiento del inversor en relación con cargas resistivas

TIPO DE INVERSOR		RENDIMIENTO AL 20% DE LA P_{NOM}	RENDIMIENTO A P_{NOM}
ONDA SENOIDAL	$P_{NOM} \leq 500MVA$	>80%	>70%
	$P_{NOM} > 500MVA$	>85%	>80%
ONDA NO SENOIDAL		>85%	>80%

Se considera que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 8% cuando el inversor alimenta a cargas lineales, desde vacío a potencia nominal.

- Cada inversor debe estar etiquetado con la siguiente información.

- Tensión nominal de entrada(V).
- Potencia nominal (VA).
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Polaridad de terminales y conexiones.
- Fabricante y número de serie.

8.4 LAS CARGAS DE CONSUMO

Siempre es recomendado utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

Siempre se utilizaran lámparas fluorescentes, siendo preferibles las de alta eficiencia y las que tengan corregido el factor de potencia. El uso de lámparas incandescentes no está permitido.

Las lámparas deberán cumplir los siguientes requisitos

- Deben asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstos.
- Debe estar protegida cuando.
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada
 - La salida es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W
- Debe tener una resistencia mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60segundos encendido/150 segundos apagado.
- Las lámparas no deben producir interferencias electromagnéticas.

Se recomienda no utilizar cargas para climatización.

Los sistemas con generadores de potencia nominal superior a 50 W tendrán un contador para medir el consumo de energía.

En sistemas con consumos de corriente alterna, únicamente se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad.

8.5 EL CABLEADO

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente los conductores de la parte de DC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, a los valores especificados a continuación.

- Caídas de tensión máxima entre generador y regulador/inversor: 3%
- Caídas de tensión máxima entre regulador y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor y batería: 1%
- Caídas de tensión máxima entre regulador e inversor: 1%
- Caídas de tensión máxima entre inversor/regulador y cargas: 3%

Los positivos y negativos de la parte de continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la norma vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie. En concreto, los cables de continua deberán disponer de doble cubierta protectora.

8.6 PROTECCIONES Y PUESTAS A TIERRA.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 V contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

Las masas de todas las cargas de alterna estarán conectadas a tierra.

El sistema de protecciones asegurara la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. La puesta a tierra de las masas y el uso de interruptores diferenciales está particularmente recomendada.

La instalación está protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas, y sobretensiones. Especial atención se prestará a la protección de la batería, mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

8.7 CONFIGURACIONES TÍPICAS PARA LAS INSTALACIONES AISLADAS.

En función de los elementos que componen la instalación, podemos encontrarnos con diferentes tipos de configuraciones.

- Configuración 1: paneles conectados directamente a la carga en corriente continua.

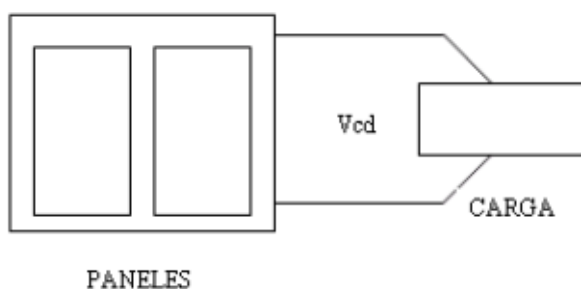


Ilustración 14: Configuración 1

- Configuración 2: instalaciones compuestas por paneles y convertidor DC/DC acoplados directamente a la carga.

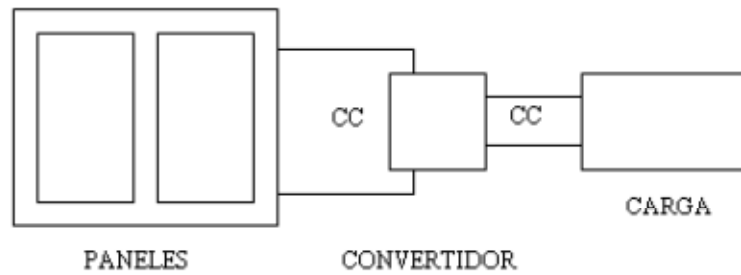


Ilustración 15: Configuración 2

- Configuración 3: instalaciones compuestas por paneles y convertidor DC/AC acoplados directamente a la carga.

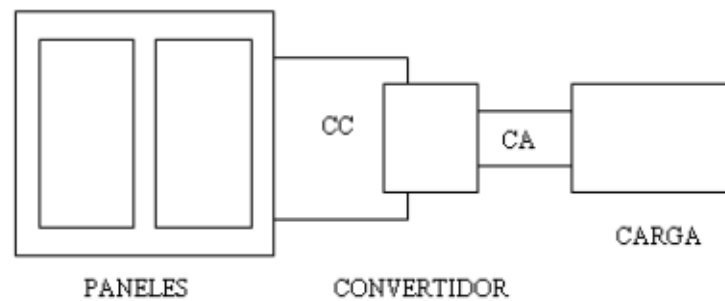


Ilustración 16: Configuración 3

- Configuración 4: instalaciones compuestas por paneles, sistema de regulación y acumulador, conectados a una carga en corriente continua.

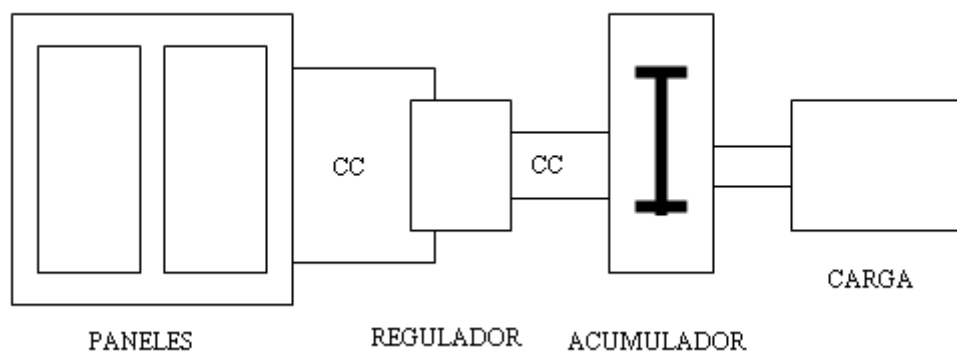


Ilustración 17: Configuración 4

- Configuración 5: instalaciones compuestas por paneles, sistema de regulación, acumulador, convertidor DC/DC, convertidor de DC/AC conectados a la carga en corriente continua o corriente alterna.

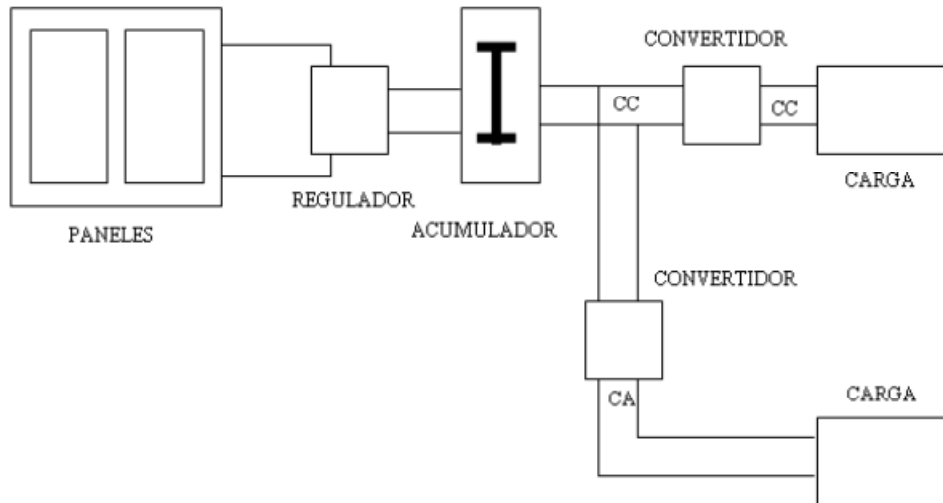


Ilustración 18: Configuración 5

- Configuración 6: instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor DC/DC conectados a cargas en corriente continua.

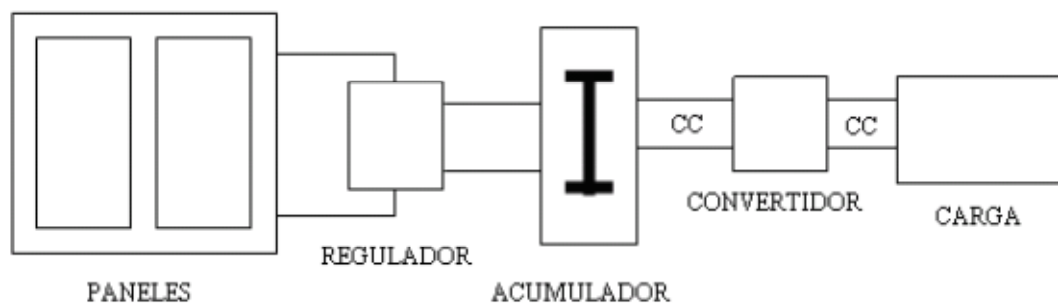


Ilustración 19: Configuración 6

- Configuración 7: instalaciones compuestas por paneles, sistemas de regulación, acumulador, convertidor DC/AC conectados a cargas en corriente alterna.

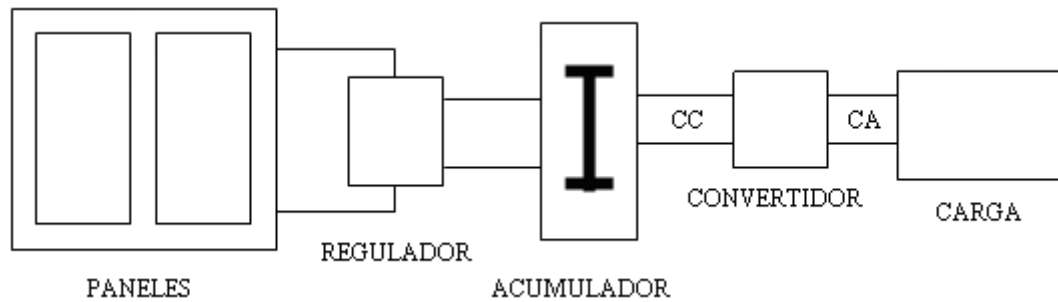


Ilustración 20: Configuración 7

- Configuración 8: toda aquella en la que el sistema de generación de energía este compuesto por un campo fotovoltaico y alguna otra forma de energía distinta, utilizando ambos el mismo sistema de acumulación. Esta configuración se subdivide en las configuraciones anteriores.

8.8 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES POR SU APLICACIÓN.

- Instalaciones de primer nivel de electrificación de viviendas y locales. Alimentación de electrodomésticos y equipos en corriente continua.
- Instalaciones de segundo nivel de electrificación de viviendas. Instalaciones para iluminación de vivienda y locales, y alimentación de electrodomésticos que para su utilización requieren convertidor DC/AC.
- Electrificación centralizada de grupos de viviendas.
- Electrificación de explotaciones agrícolas y ganaderas. En este concepto e incluyen las instalaciones para la iluminación y accionamiento de equipos en corriente continua y en corriente alterna.
- Instalaciones de bombeo de agua. Se incluyen también aquellas instalaciones que no requieren acumulador eléctrico.
- Instalaciones para iluminación de exteriores. Sistema de alumbrado público formado por quipos de iluminación autónomos.
- Instalaciones para señalización. Alimentación de faros, balizas y boyas.
- Instalaciones para telecomunicaciones. Alimentación de repetidores y reemisores de radio y TV, equipo de radio, amplificadores...

- Instalaciones de telemetría y telecontrol. Instalaciones para alimentación de equipos de medida y control en instalaciones remotas.
- Instalaciones para aplicaciones industriales. Alimentación de equipos industriales no incluidos en los apartados anteriores
- Instalaciones recreativas

9. ESTACIÓN BASE DE COMUNICACIONES

Antes de proceder a explicar lo que es en sí una estación base de comunicaciones, debemos tener claros otros conceptos relacionados con la telefonía móvil y el mundo de las comunicaciones

Lo primero que debemos explicar es el sistema global para las comunicaciones móviles (del inglés Global System for Mobile communications, GSM), es un sistema estándar, libre de regalías, de telefonía móvil digital.

Un cliente GSM puede conectarse a través de su teléfono o de su ordenador, y enviar y recibir mensajes por correo electrónico, faxes, navegar por Internet, acceder con seguridad a la red informática de una compañía (red local/Intranet), así como utilizar otras funciones digitales de transmisión de datos, incluyendo el servicio de mensajes cortos (SMS) o mensajes de texto.

9.1 RED GSM

Se define la Red del Sistema Global de Telefonía GSM como aquel servicio portador constituido por todos los medios de transmisión y conmutación necesarios que permiten enlazar a voluntad dos equipos terminales móviles mediante un canal digital que se establece específicamente para la comunicación y que desaparece una vez que se ha completado la misma.

Los sistemas de telefonía móvil automática necesitan conseguir una amplia cobertura y una gran capacidad de tráfico con un limitado número de frecuencias. Ello es posible gracias a la reutilización sistemática de las frecuencias, lo que se logra mediante las estructuras celulares.

Las estructuras celulares consisten en la división del ámbito de cobertura de la red en zonas más pequeñas denominadas células, a las que se les asigna un cierto número de radiocanales, dotándolas de otras tantas estaciones base transmisoras y receptoras.

Aquí debemos poner atención, puesto que es la estación base el tema que nos atañe.

9.2 ESTACIÓN BASE DE COMUNICACIONES

La BTS es el corazón de la estación en cuanto al GSM se refiere. La principal función que desempeña es el tratamiento de la señal radio que se transmite a través de las antenas. Es la encargada de la modulación de la señal así como controlar la potencia de emisión. Las funciones más inteligentes, como pueden ser los handovers o la autenticación de los terminales móviles, son gestionadas desde otros elementos de la red, siendo la BTS controlada por estos. Vamos a pasar a describir las funciones de los diferentes elementos de la BTS que hemos seleccionado y que se pueden ver en la imagen 22.

Power Supply Unit (PSU)

La PSU contiene un rectificador/convertidor del suministro eléctrico para adaptarlo a los +24 V que necesita el sistema para funcionar.

Distribution Switch Unit (DXU)

Es la unidad de control principal. Hay una DXU por BTS. Provee la interfaz de puertos E1s para la comunicación con la red. Las principales funciones que desempeña son:

- Interfaz con la BSC (Controlador de Estaciones Base)
- Extrae la señal de reloj usada de la trama PCM (Modulación por impulsos codificados)
- Concentración de los control links hacia la BSC
- Control de alarmas
- Interfaz para operaciones y mantenimiento
- Almacena la base de datos con la configuración del equipo

Internal Distribution Module (IDM)

Maneja la distribución del suministro eléctrico, ya en continua, (+24VDC) hacia las tarjetas instaladas en la BTS.

Double Radio Unit (DRU)

Se trata de la unidad transmisora/receptora y de procesamiento de la señal, también llamadas tarjetas que tiene control sobre la amplificación de la señal.

Combining and Distribution Unit (CDU)

Con la CDU podremos combinar varios transmisores con una misma antena, utilizando el mismo cable y conector para manejar varios canales.

Configuration Switch Unit (CXU)

Esta unidad se encarga de la conexión entre la CDU y la DRU en recepción.

Fan Control Unit (FCU)

Pequeña controladora que monitoriza la temperatura en el equipo activando/apagando los ventiladores instalados.

9.3 ANTENA

La otra parte que compone la BTS es el sistema radiante. Está compuesto por el conjunto de elementos que transmiten y/o reciben las señales electromagnéticas, comúnmente denominadas antenas. Existen diversos tipos de antenas dependiendo de la banda de frecuencias utilizadas en los distintos sistemas (GSM, DCS o UMTS) en la que opera la estación base.

Las antenas deben estar orientadas adecuadamente para ofrecer servicio a una determinada área, utilizando para esta finalidad antenas direccionales, es decir, antenas que emiten y reciben señal mayoritariamente orientada hacia una dirección.

Típicamente, el sistema radiante de una estación base suele estar subdividido en sectores, cada uno de ellos dando cobertura a una determinada área, que

habitualmente responde a 120° en acimut, de modo que con tres sectores se cubren los 360° en sentido horizontal. Cada estación base suele tener habitualmente 2 ó 3 sectores, siendo el caso de 3 sectores lo normal en núcleos urbanos. En cada sector existe un sistema transmisor/receptor que puede ser implementado utilizando diferentes tecnologías, cada una de las cuales tiene sus peculiaridades.

Históricamente, las configuraciones de los sistemas de antenas se basaban en diseños de 3 antenas por sector, 2 de ellas receptoras y una de ellas transmisora, caso habitual de los primeros emplazamientos. Las antenas receptoras se disponían de manera que se garantizara una separación mínima de aprox. 5 metros entre ellas para aumentar la ganancia directiva del conjunto y permitir una disminución de la potencia radiada por el terminal móvil.

Por otro lado, las nuevas tecnologías permiten incorporar diseños basados en antenas crosspolares que permiten la recepción de señales a través de dos polarizaciones distintas, además de simultanear transmisión y recepción permitiendo por tanto utilizar una única antena por sector para alcanzar calidades y eficiencias similares a los diseños inicialmente empleados. Estas antenas tienen la peculiaridad de ser algo más aparatosas que las anteriores, debido precisamente a que en cada una de ellas se integran funcionalidades que antes requerían 3 antenas diferentes.

Las antenas deberán estar ubicadas en lugares en los que no existan obstáculos entre la propia antena y la zona que se va a dar cobertura. En caso contrario, se necesitará un aumento considerable de la potencia transmitida, tanto por la estación base como por los terminales móviles, que normalmente incurrirá en una degradación extrema del servicio hasta tal punto de que este sea inviable. En el caso que nos atañe, la situación despejada y elevada del emplazamiento de la estación base, elimina este tipo de inconvenientes.

La empresa Telnet tiene en su catalogo el tipo de antena que se ajustaría a las necesidades del proyecto.

El modelo elegido seria el GSM900;870-960 MHz, ya que el proyecto está enfocado al uso de la red GSM y se trata además, de una antena crosspolar, por lo que con un

único aparato tendríamos cubiertas las necesidades técnicas, disminuyendo el impacto ambiental que provocaría tener dos o tres antenas en nuestra estación base.

Las características técnicas de la antena se exponen en la siguiente imagen.

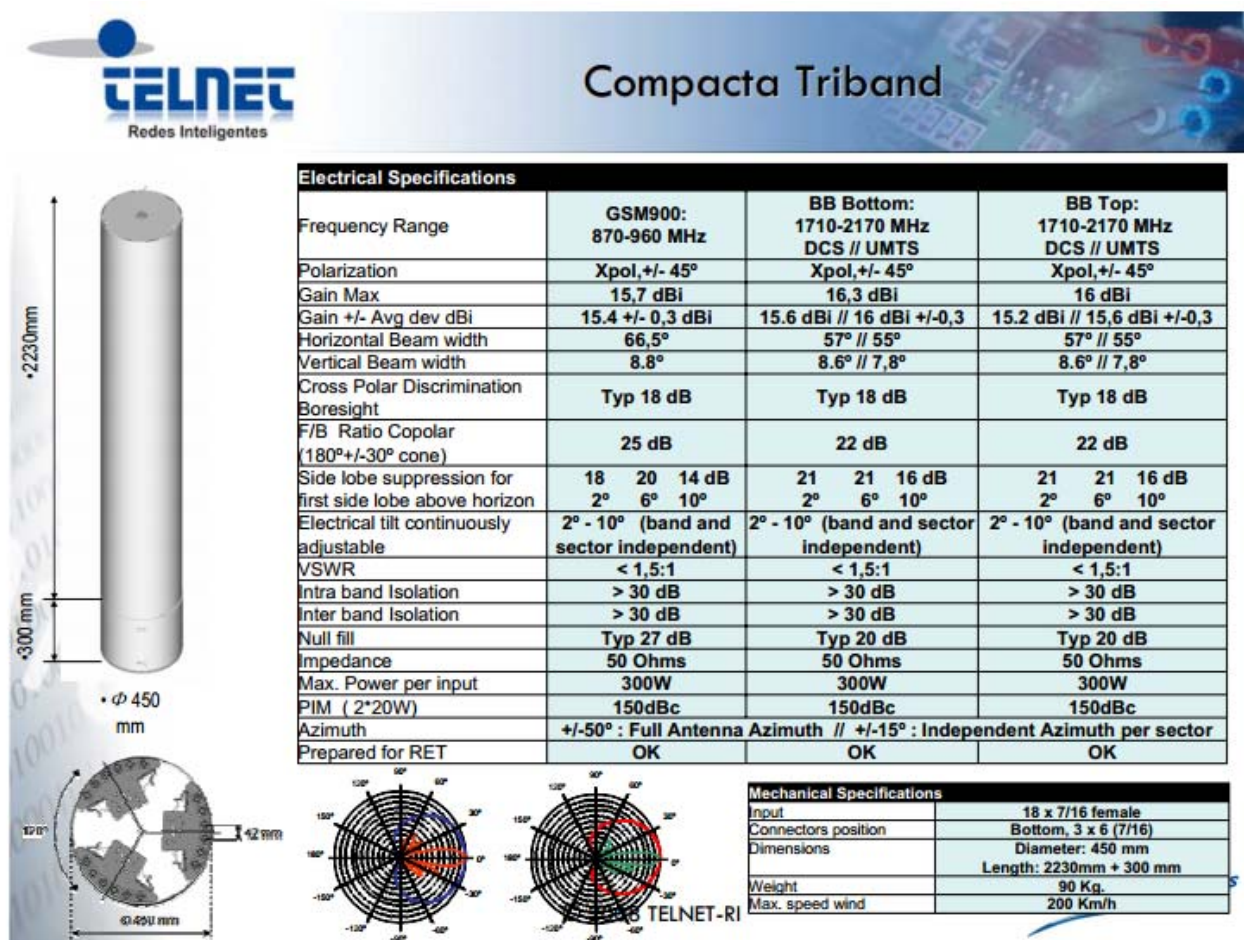


Ilustración 21: Especificaciones técnicas de la antena

9.4 Selección del modelo de BTS

Los equipos que vamos a instalar serán de tipo outdoor, minimizando los costes que supondría la instalación de una caseta. Existen distintos proveedores que nos pueden facilitar una solución óptima (Ericsson, Siemens, Nokia...) pero a nivel práctico el ingeniero no podrá elegir qué marca instalar, sino que los operadores suelen tener

acuerdos con proveedores en los que ya están fijados los equipos que se pueden instalar en una determinada región.

En nuestro ejemplo, vamos a suponer que estamos en una zona Ericsson y la libertad la tendremos a la hora de elegir un modelo específico. Como hemos mencionado anteriormente, instalaremos equipos de intemperie, por lo que usaremos el equipo Ericsson RBS2116, el cual tiene una capacidad máxima de hasta 12 TRX por bastidor y puede configurarse como una estación trisectorial.

Al ser un equipo de intemperie, la BTS está protegida de fábrica contra los agentes atmosféricos, por lo que puede ser instalada al aire libre sin necesidad de protecciones adicionales.

La zona a cubrir no se espera que curse un tráfico intenso al ser un área rural pequeña, por lo que se instalarán 2 TRX por sector (6 tarjetas en total). En caso de precisar más capacidad en un futuro, siempre se puede ampliar instalando más tarjetas.

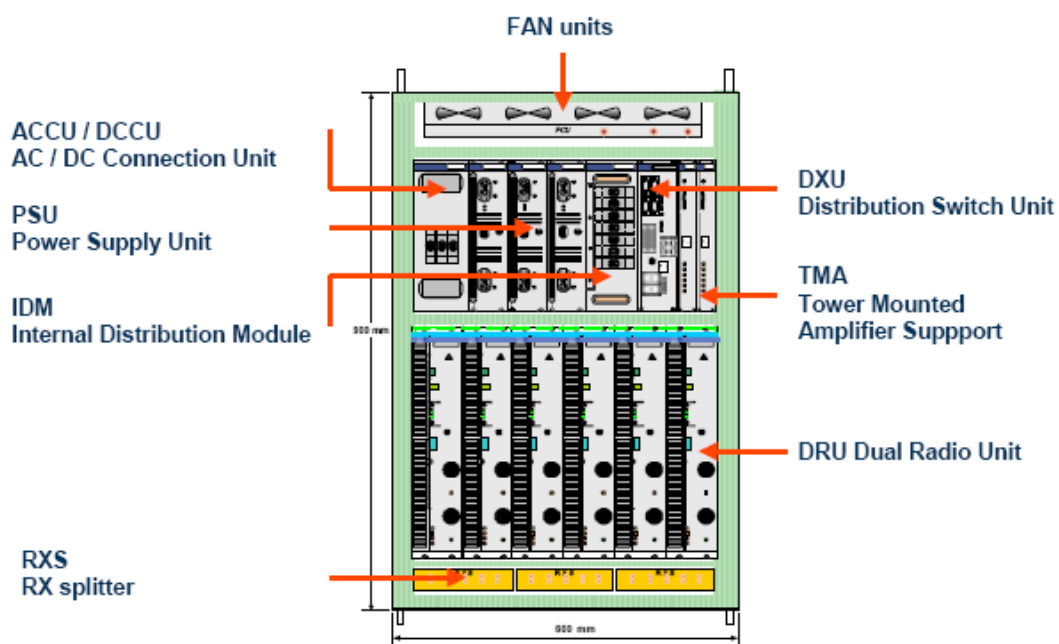


Ilustración 22: RBS 2116 Cabina

El diseño de RBS 2116 se ha basado en el uso de robustas unidades reemplazables y pocos cables y conectores. Esto permite un sistema de refrigeración basado en el uso del aire exterior para el enfriamiento directo.

El sistema de climatización para RBS 2116 se encuentra en la puerta. Este sistema de climatización se basa en un filtro de aire que utiliza el aire exterior para enfriar el sistema.

La RBS 2116 ofrece flexibilidad de instalación. Se puede instalar en una pieza o también se puede desmontar y volver a montar en cuatro componentes principales, como se puede observar en la imagen 23. El fin es simplificar la instalación cuando grúas o equipos especiales no pueden ser utilizados. Al hacer esto, el peso de la parte más pesada se puede reducir significativamente.

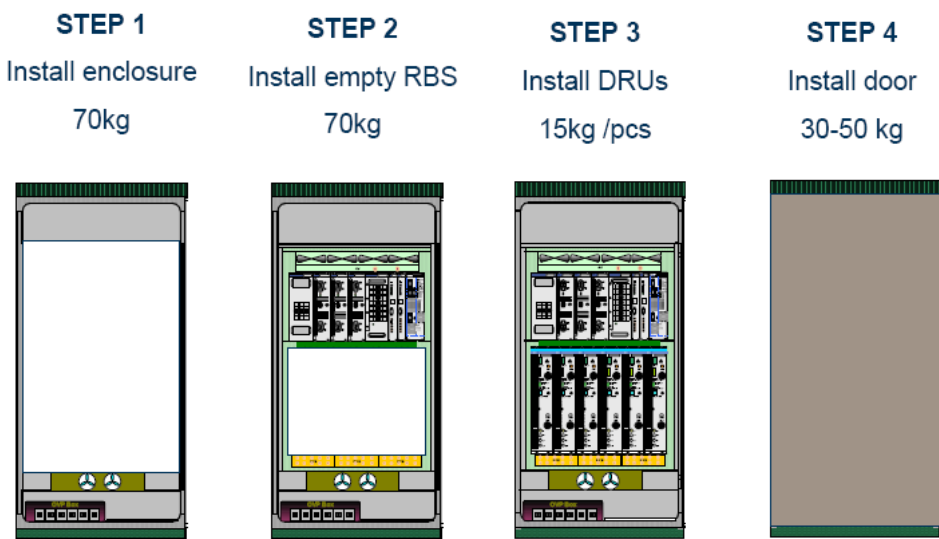


Ilustración 23: Flexibilidad de Instalación

Tabla 3: Características de la BTS

Dimensiones	600*500*900 (mm)
Peso estimado	250 Kg
Potencia máxima	2.2 KW
Potencia nominal	1.5 KW
Tensión de funcionamiento	24 VDC o 48 VDC

10. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

10.1 CONCEPTOS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN

Datos técnicos de la instalación

- Ángulo de inclinación β , ángulo que forma la superficie de los módulos respecto al plano horizontal. Su valor es 0 para el plano horizontal y 90 para el plano vertical.
- Ángulo acimut α , es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para orientación sur, -90° para orientación este y $+90^\circ$ para orientación oeste.
- G_{cem} , condiciones de irradiación y temperatura de la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar la célula, módulos y generadores fotovoltaicos. Generalmente en el diseño de una instalación aislada utilizamos como valor estándar $1\text{KW}/\text{m}^2$, el cual presentará variaciones dependiendo de la latitud.
- $G_{dm} \beta$, Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal en $\text{kWh.}/(\text{m}^2 \text{ día})$.
- $G_{dm}(\alpha \text{ optimo}, \beta \text{ optimo})$, valor medio mensual o anual de irradiación diaria en $\text{KWh.}/(\text{m}^2.\text{día})$, incidente sobre el generador fotovoltaico, orientado de forma óptima. Se considera la orientación óptima aquella que hace que la energía recogida sea máxima en un determinado periodo.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$, valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{KWh.}/(\text{m}^2.\text{día})$, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.
- Factor de irradiación FI, representa el porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación (α, β) respecto a la orientación optima ($\alpha_{opt}=0$,

β_{opt}). Las pérdidas de radiación, respecto a la orientación óptima, vienen dadas por (1-FI)

- Factor de sombreado FS, representa el porcentaje de radiación incidente sobre el generador en ausencia de sombras.
- PR, rendimiento energético del sistema o “performance ratio”, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño.

$$PR = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp}}$$

Donde:

G_{cem} :1 kW/m²

P_{pm} : Potencia pico del generador (kWp)

E_d : Consumo, expresado en kWh/día

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética de otros elementos como el regulador, la batería... en operación.
- La eficiencia energética del inversor en operación.
- Otros.

Típicamente para sistemas aislados con inversor, se llega a un PR=0.7 y con inversor + batería PR=0.6. Si se utilizase otro valor de PR debería justificarse el porqué.

- Tensión de Trabajo de la Instalación, se denomina así a la mayor diferencia de potencial que pueda existir en la instalación. Si no existen inversores, la tensión de trabajo de la instalación coincide con la diferencia de potencial generada por

el campo de paneles en circuito abierto a una radiación de 1.000 W/m^2 , siendo la temperatura de célula de 25°C .

- Tensión nominal del campo solar, se denomina así a la tensión a la que el campo solar funciona normalmente conectado a la carga.
- Intensidad Máxima de la Instalación, intensidad generada por el campo de paneles con una radiación de 1.000 W/m^2 y una temperatura de célula de 25°C .
- Potencia Nominal Pico de la Instalación, es la máxima potencia proporcionada por un campo de paneles conectado a una carga adaptada cuando recibe una radiación global de 1000 W/m^2 , siendo la temperatura de célula de 25°C .
- Carga de Consumo, son los amperios hora requeridos para el funcionamiento de un receptor eléctrico conectado a la instalación.
- Días de Autonomía de la Instalación, es el número de días consecutivos que en ausencia del sol, el sistema de acumulación es capaz de atender a las cargas de consumo sin sobrepasar la profundidad máxima de descarga de la batería.
- Radiación Solar, es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Radiación Solar Directa, es la radiación solar por unidad de tiempo y unidad de área, que sin haber sufrido modificación en su trayectoria, incide sobre una superficie.
- Radiación Difusa Celeste, es la radiación por unidad de tiempo y unidad de área que, procedente de la dispersión solar directa a través de las moléculas de aire, partículas sólidas, vapor de agua suspendidas en la atmósfera, etc, incidente sobre una superficie.
- Radiación Solar Reflejada, es la radiación por unidad de tiempo y área procedente de la reflexión de solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie.
- Radiación Difusa, es la suma de la radiación difusa celeste y la radiación solar reflejada.
- Radiación Solar Global, es la suma de la radiación directa y difusa.

- Radiación Solar Media, es la integral de la radiación solar global incidente sobre una superficie en un período de tiempo.
- Horas Sol Pico, es el número de horas de sol con una radiación global de 1000 W/m² recibida en un período de tiempo.

10.2 CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN

El emplazamiento de nuestra instalación se realizará en el término municipal de Peñalba de Santiago (Ponferrada).

Las coordenadas geográficas de Peñalba de Santiago son las siguientes:
42° 25' 37" N, 6° 32' 26" W

Los datos de irradiancia solar para la provincia de León vienen reflejados en la siguiente ilustración.

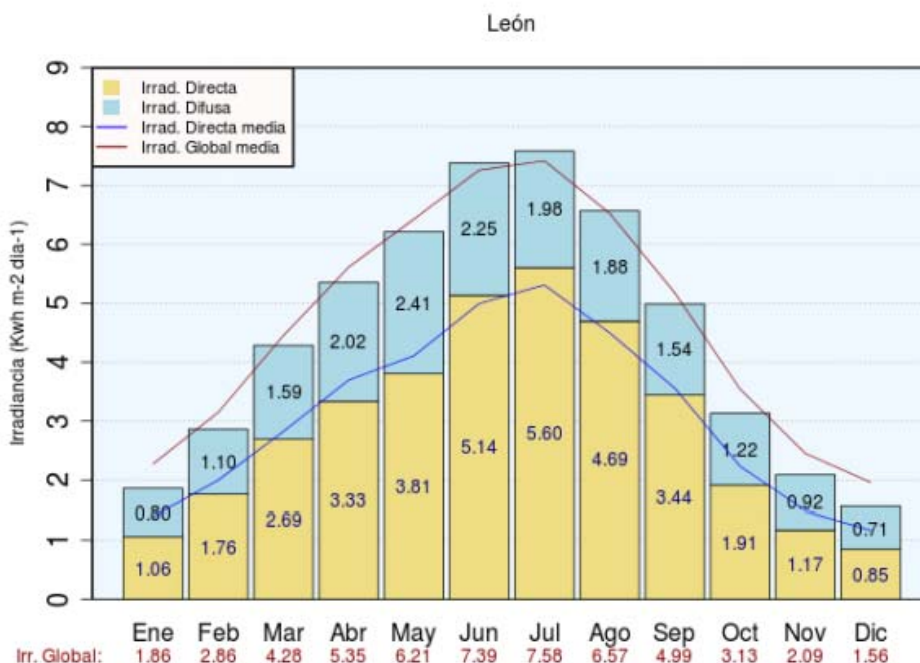


Ilustración 24: Irradiancias para la provincia de León

La instalación solar fotovoltaica se emplazará en un descampado a las afueras de Peñalba, con el fin de no afectar, ni a la vida diaria de los habitantes, ni al paisaje del pueblo.



Ilustración 25: Emplazamiento de la BTS

Este descampado fue construido como parte de un proyecto para la realización de un parking. El proyecto finalmente no fue llevado a cabo, dejando este amplio solar perfecto para el emplazamiento de nuestra estación de comunicaciones.



Ilustración 26: Emplazamiento de la BTS

10.3 PARAMETROS DE DISEÑO

Tabla 4: Periodos de diseño

Periodo de diseño	β_{optima}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{\text{optimo}})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\beta+10$	1.7
Julio	$\beta-20$	1
Anual	B-10	1.15

Siendo α la latitud de Peñalba en grados

- Al ser diciembre el mes de peor radiación, para realizar un sistema sobredimensionado elegiremos el periodo de diseño el mes de diciembre.
- Al tratarse el emplazamiento de una explanada sin restricciones tanto orográficas como materiales, podremos colocar los paneles fotovoltaicos a

placer, pudiendo por tanto realizar la colocación según los ángulos α y β óptimos.

- El factor de irradiación lo calcularemos siguiendo la formula siguiente.

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{optimo}})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

Al coincidir β con β_{optimo} este termino de la ecuación será 0, por lo que

$$FI = 1 - [3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

Al ser el ángulo $\alpha=0$, el factor de sombreado será por tanto

$$FI=1$$

- $G_{dm}(\alpha, \beta)_{\text{diciembre}} = G_{dm}(\beta)_{\text{diciembre}} \cdot K \cdot FI \cdot FS$

$$\text{Siendo } K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{\text{opt}})}{G_{dm}(0)} = 1,7$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta)_{\text{diciembre}} = 2,625$$

- El cálculo de la potencia $P_{mp_{\text{mín}}}$ requerida por el generador fotovoltaico de la instalación, con el fin de cubrir las necesidades de consumo de nuestro sistema, viene determinada por la formula.

$$P_{mp_{\text{mín}}} = \frac{ED \cdot G_{cem}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = 11,611 \text{ KWp}$$

$$\text{Siendo } G_{dm} = 1 \text{ KWh/día}$$

10.4 CONSUMOS.

Para la realización del dimensionado del sistema fotovoltaico, tendremos que tener en cuenta los consumos de nuestra estación base de comunicaciones.

Tabla 5: Tabla de consumos

ELEMENTO	POTENCIA CONSUMIDA	Horas [h/día]	Potencia * horas/día
BTS	700 W	24	16800 W
LUMINARIAS CASETA	2·36 W	4	288 W
VENTILACIÓN CASETA	100 W	12	1200 W
TOTAL			18288 W

Tabla 6: Parámetros de la instalación

PERIODO	UNIDADES	VALOR	COMENTARIO
Localidad		Peñalba de Santiago	
Latitud		42º	
E_D	$\frac{KW \cdot h}{dia}$	18,288	
Periodo de diseño		Diciembre	Mes de peor radiación.
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		(0º, 52º)	
(α, β)		(0º, 45º)	Orientación de los paneles
$G_{dm}(\beta)_{diciembre}$	$\frac{KW \cdot h}{dia \cdot m^2}$	1,56	Instituto nacional de meteorología
FI		1	
FS		0,99	Instalación sin sombras
$PR_{diciembre}$		0,6	
$G_{dm}(\alpha, \beta)_{diciembre}$	$\frac{KW \cdot h}{dia \cdot m^2}$	2,625	
$P_{mp_{min}}$	KWp	11,611	
Horas Sol Pico	h	5,12	

A continuación procedemos a calcular la Energía Real que proveniente de los paneles ha de llegar al acumulador (E).

$$E = \frac{E_D}{R}$$

Siendo R un factor global de rendimiento definido por la siguiente ecuación.

$$R = (1 - K_b - K_c - K_v) \cdot \left(1 - \frac{K_a \cdot N}{PD}\right)$$

- K_a = Coeficiente de autodescarga: el valor aplicable a baterías estacionarias de Pb es 0,005.

- K_b = Coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador: suele tomarse un valor de 0,1.
- K_c = Coeficiente de pérdidas en el convertidor: es 0 por no existir convertidor en la instalación.
- K_v = Coeficiente por otras pérdidas: suele tomarse un valor de 0,1
- PD = Profundidad máxima de descarga. Se explicará más adelante. Tomaremos un valor de 0,7
- N = Número de días de autonomía. Al igual que la profundidad de descarga, también será explicada más adelante, en el apartado de “Cálculo de batería”.

Sustituyendo todos los valores y realizando el cálculo obtenemos un valor de $R = 0,743$

Calculamos ahora $E = \frac{E_D}{R}$ y obtenemos un valor de $E = 24.613 \text{ W}$

Selección del voltaje nominal

La determinación del voltaje nominal de la instalación definirá el modelado de todo el equipamiento de los sistemas fotovoltaicos: el número y características de los módulos, de las baterías y del regulador. Los voltajes de operación se seleccionarán según sean las cargas consideradas previamente y sus valores típicos para sistemas fotovoltaicos individuales son los siguientes:

- 12V para sistemas < 500W
- 24V para sistemas >500W y <3.000W
- 48V para sistemas >3.000W

En nuestro caso, al tener una potencia consumida de 18288 W, tomaremos como voltaje nominal 48 V.

10.5 CÁLCULO DE LA BATERÍA.

Para calcular la capacidad en Ah que nos hace falta para nuestra instalación, partimos del dato de consumo medio diario calculado anteriormente (E), del número máximo de días de autonomía (N) para la localidad de Peñalba y de la Profundidad de Descarga Máxima Admisible (Pd).

- Suponiendo nuestro sistema con una autonomía de 10 días.

Tabla 7: Días de autonomía

MES PEOR	USO DOMÉSTICO	USOS CRÍTICOS
Muy nublado	5	10
Variable	4	8
Soleado	3	6

Para evitar que el pueblo y alrededores se queden incomunicados por falta de abastecimiento energético a la estación base, se supondrá el caso más restrictivo en cuanto a días de autonomía.

- ED > 5000W, lo cual equivale a un sistema de 48V, consideración para evitar pérdidas por conexionado de las baterías
- PD: 0.7, por tratarse de baterías tipo Pb-Ácido
- η rendimiento energético de la instalación: 0.8

$$C_{100} = \frac{E \cdot N_{autonomia}}{V \cdot Pd \cdot \eta} = \frac{24,613 \cdot 10}{48 \cdot 0,7 \cdot 0,8} = 9.153,62 \text{ Ah}$$

BATERIA AGM ROLLS S-2-3560AGM 3560Ah EN C100



Ilustración 27: Batería

Una vez escogido el modelo de batería que vamos a utilizar en nuestra instalación, vamos a proceder a realizar el cálculo para averiguar cuántas vamos a necesitar.

Escogeremos las baterías con una tensión nominal de 12 V, ya que es la máxima tensión que encontramos para este fabricante.

Al tener nuestra instalación una tensión nominal de 48 V, tendremos que tener cuatro ramales de baterías conectados en serie.

$$12 \text{ V} \cdot 4 \text{ ramales} = 48 \text{ V de tensión nominal}$$

Para satisfacer los criterios de amperaje, tendremos que dividir la intensidad total demandada por nuestra instalación entre los amperios soportados por cada batería. Este cálculo nos da el número de baterías, conectadas en serie, que tiene que tener cada rama paralelo.

$$9.153,62 \text{ Ah} / 3560 \text{ Ah} = 2.572$$

Cada ramal serie tendrá 3 baterías conectadas en serie.

Por tanto, el número total de baterías que debe tener la instalación es:

$$3 \text{ ramales serie} \cdot 4 \text{ baterías por ramal} = 12 \text{ baterías.}$$

10.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS PANELES, Y PANELES A INSTALAR.

El panel elegido para nuestra instalación es el Sharp ND-R250A5, cuyas características eléctricas se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 8: Características eléctricas del Panel

Potencia nominal	Pmax	250 Wp
Tensión en circuito abierto	Voc	37,6 V
Corriente de cortocircuito	Isc	8,68 A
Tensión en el punto de máxima potencia	Vmpp	30,9 V
Corriente en el punto de máxima potencia	Impp	8,10 A



Ilustración 28: Panel Sharp ND-R250A5

El número de paneles solares a instalar, viene dado por la siguiente ecuación.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E}{0.9 \cdot P \cdot HSP}$$

HSP son las horas sol pico para el mes peor. En nuestro caso serán 5,18 h

Realizando los cálculos, $N_{\text{paneles}} = 21,11$, por lo que se instalarán 22 paneles

De este total de módulos, el número de módulos en serie se escoge para que satisfaga la tensión nominal del sistema.

$$N_{\text{serie}} = \frac{V_{\text{max}}}{V_N}$$

Siendo $V_{\text{max}} = 48 \text{ V}$ y $V_N = 39,9 \text{ V}$, el cálculo resultante es igual a 1,553, por lo que se instalarán 2 paneles en serie.

Y el número de módulos en paralelo.

$$N_{\text{paralelo}} = \frac{N_{\text{total}}}{N_{\text{serie}}} = \frac{22}{2} = 11 \text{ paneles}$$

10.7 REGULADOR

La fórmula que define la intensidad del regulador es la siguiente.

$$I_{\text{reg}} \geq I_{\text{SC}} \cdot N_{\text{paneles_paralelo}}$$

Sabiendo que $I_{\text{SC}} = 8.68$ y $N_{\text{paneles_paralelo}} = 11$, obtenemos una intensidad de 95,48 A

Dividiremos el conjunto de paneles en 4 grupos, 3 de ellos de 6 paneles, y el grupo restante de 4 paneles (conectados en serie) cada uno, conectando en cada grupo un regulador de 30 A. posteriormente, estos reguladores se unirán en paralelo a los bornes de la batería. El grupo de 4 paneles estará conectado a un regulador de 30 A también, debido a que si en algún momento se necesita ampliar la instalación, no sea necesario reemplazar el regulador de este grupo.

Luego, el número total de reguladores a emplear es de 4.

Regulador Solener DSD Bitensión 30 A



Ilustración 29: Regulador Solener DSD Bitensión 30 A

10.8 CONDUCTORES.

Para el cálculo de la sección de cableado se va a utilizar la siguiente ecuación

$$S \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{0.036 \cdot L \cdot I}{\Delta U}$$

Esta ecuación se refiere exclusivamente a cables de cobre, ya que se ha tenido en cuenta la resistividad de dicho material para llegar a obtener esta fórmula.

La sección dependerá del tipo de conductor, longitud y corriente que ha de soportar. También tendrá que ver la tolerancia que se considere a la hora de aceptar una determinada caída de tensión entre sus extremos, lo que ocasionará unas pérdidas de potencia determinadas.

Las intensidades máximas que pueden circular por cada sección de cableado se han calculado en base a los siguientes criterios:

- Desde el campo de paneles hasta el regulador

$$I = \frac{P}{V} = \frac{250 \cdot 6}{48} = 31,25 \text{ A}$$

Multiplicamos 250 W, que es la potencia de cada panel, por 6, debido a que se dividió en 3 grupos de 6 paneles, cada uno conectado a un regulador. El otro grupo de 4 paneles, lo conectaremos con el mismo conductor, debido a que si en algún momento, se necesita ampliar la instalación, no haya que realizar cambios en los conductores

- Desde el regulador hasta el acumulador.

$$I = \frac{P}{V} = \frac{250 \cdot 22}{48} = 114,6 \text{ A}$$

Aquí se incluyen ya los 22 paneles, ya que desde la batería de reguladores hasta el acumulador, están todos los paneles unidos en serie.

- Desde el acumulador hasta la BTS

$$I = \frac{P}{V} = \frac{250 \cdot 22}{48} = 114,6 \text{ A}$$

En la siguiente tabla se resumen todos los datos considerados para cada tramo de cableado:

Tabla 9: Características de los conductores

	Longitud (m)	I_{MAX} (A)	ΔU (%)	Sección
Paneles-Regulador	20	31,25	1	22,50
Regulador-Acumulador	2	114,6	1	8,25
Acumulador-BTS	2	114,6	1	8,25

Las caídas de tensión se han obtenido del Código Técnico de la Edificación.

De las secciones obtenidas se escogerá para la instalación el diámetro comercial inmediatamente superior.

Tabla 10: Diámetros comerciales de los conductores

Sección nominal mm ²	Diámetro máximo de los alambres en el conductor Ω /km	Resistencia máxima del conductor a 20 °C	
		Alambres desnudos	Alambres recubiertos de una capa metálica Ω /km
0,50	0,21	39,00	40,10
0,75	0,21	26,00	26,70
1,00	0,21	19,50	20,00
1,50	0,26	13,30	13,70
2,50	0,26	7,98	8,21
4,00	0,31	4,95	5,09
6,00	0,31	3,30	3,39
10,00	0,41	1,91	1,95
16,00	0,41	1,21	1,24
25,00	0,41	0,780	0,795
35,00	0,41	0,554	0,565
50,00	0,41	0,386	0,393
70,00	0,51	0,272	0,277
95,00	0,51	0,206	0,210
120,00	0,51	0,161	0,164
150,00	0,51	0,129	0,132
185,00	0,51	0,106	0,108
240,00	0,51	0,0801	0,0817
300,00	0,51	0,0641	0,0654
400,00	0,51	0,0486	0,0495
500,00	0,61	0,0384	0,0391
630,00	0,61	0,0287	0,0292

Tabla 11: Secciones seleccionadas

	Sección comercial
Paneles- Regulador	25 mm
Regulador- Acumulador	10 mm
Acumulador-BTS	10 mm

Los conductores seleccionados, atendiendo a su sección comercial serán:

- Cable flexible 1x25 mm² RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE
- Cable flexible 1x10 mm² RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE

10.9 PROTECCIONES

Protección ante contacto directo

La protección de contacto directo viene explicada y detallada en el ITC-BT-24 del REBT y sus bases son una correcta instalación de los equipos y una adecuada protección de éstos.

Para prevenir cualquier contacto directo hay que tomar las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas recubriéndolas con un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.
- En armarios y cuadros eléctricos sólo se podrá acceder mediante llaves o herramientas específicas, que sólo estén al alcance del personal autorizado.
- Protección complementaria por medio de dispositivos de corriente diferencial

Protección ante contacto indirecto

Esta protección consistirá en la puesta a tierra de los elementos metálicos de la instalación que en el funcionamiento habitual de ésta, no estén en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería. Algunos de estos elementos son los armarios de continua y alterna, el inversor y la estructura soporte.

Una vez producido el contacto la protección consistirá en el corte automático de la alimentación. Esta medida tiene el objetivo de impedir que después de la aparición de un defecto se mantenga una tensión de contacto de valor suficiente, durante un tiempo tal que pueda desencadenar una situación de riesgo.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

El límite de intensidad admisible en un conductor ha de quedar en todo momento garantizado por un dispositivo de protección. Éste podrá estar constituido por cualquier elemento de corte como un interruptor automático, o por fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o interruptores diferenciales.

A continuación pasaremos a elegir y dimensionar todos los elementos de corte de nuestra instalación. Para ello se analizarán las características de los elementos de corte

y las condiciones que deberán cumplir dependiendo de su posición en nuestra instalación.

Fusible

Los fusibles se dividen mediante la siguiente clasificación:

Primera letra:

- g: Uso general, capaz de cortar todos los valores de corriente desde $1,6 \cdot I_n$ (valor de fusión) hasta su poder de corte.
- a: De acompañamiento, capaz de cortar intensidades desde 3 ó 4 I_n hasta su poder de corte.

Segunda letra:

- G: De uso general (cables y conductores).
- M: Aparatos de maniobra y mando de motores.
- R: Protección de circuitos con semiconductores.
- B: Minería.

Los fusibles que nosotros utilizaremos serán del tipo gG.

Habrán dos fusibles con las mismas características por cada ramal y estarán colocados uno en el conductor de polaridad positiva y el otro en el de polaridad negativa.

Las diferentes intensidades a definir son:

- I_b . Intensidad nominal de funcionamiento del circuito.
- I_n . Intensidad del fusible.
- I_z . Intensidad máxima que soporta el cable.

En nuestro caso, al tener el cable una sección de 35 mm^2 , tiene una intensidad máxima admisible de 115 A

El cálculo de la intensidad de corte del fusible se hará mediante la siguiente expresión:

$$I_n \leq 0,91 \cdot I_z$$

La corriente nominal de funcionamiento I_b será:

$I_b = 8,68 \cdot 3 = 26,04 \text{ A}$. Lo multiplicamos por 3 ya que los paneles están divididos en 3 grupos de 6 paneles cada uno, conectados 2 en serie y 3 en paralelo (caso más restrictivo).

Según la normativa ITC-BT-22 del REBT también habrá que cumplir las siguientes condiciones:

- $I_b \leq I_n \leq I_z$
- $I_z \leq 1,45 \times I_z$

I_z para un fusible del tipo gG sigue la siguiente fórmula. $I_z = 1,6 \cdot I_n$

Analizando la primera condición.

$$I_z = 0,91 \cdot I_{MAX.ADM} = 0,91 \cdot 115 = 104,65 \text{ A}$$

$$I_n \leq 0,91 \cdot 104,65 = 95,23 \text{ A}$$

Verificamos que se cumple la condición.

$$26,04 \leq 95,23 \leq 104,65$$

Elegiremos por tanto el fusible inmediatamente superior al valor de 26,04 A y que cumpla las condiciones.

Probamos el fusible de 32 A

$$I_z = 1,6 \cdot 32 = 51,2$$

$$I_z \leq 1,45 \times I_z. \quad 51,2 \leq 15,74. \text{ Se cumple la condición.}$$

Utilizaremos por tanto 4 fusibles de 32 Amperios.



Ilustración 30: Fusible

Diodo

Como explicamos anteriormente los diodos de bloqueo servirán para impedir la circulación de corriente en la dirección opuesta a la del flujo normal, lo que provocaría que los paneles dejaran de funcionar como generador y pasaran a consumir energía.

Para su dimensionamiento habrá que elegir unos diodos que soporten el bloqueo de una corriente superior a la máxima de funcionamiento de nuestros paneles.

La corriente máxima admisible en el ramal más restrictivo es de 26,04 A. Por lo que elegiremos unos diodos de 31 A

Usaremos por tanto, 4 diodos.

El modelo elegido es “Diodo doble Schottky Barrier MBR6045WT 45V 31A TO-247”



Ilustración 31: Diodo doble Schottky Barrier MBR6045WT 45V 31A TO-247

Descargador

Las instalaciones fotovoltaicas están expuestas a descargas atmosféricas con sus correspondientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son una reducción de la vida útil de la instalación y la disminución de su rendimiento. La utilización de protecciones contra este tipo de sobretensiones optimiza el rendimiento de la instalación y por tanto su instalación es una opción recomendable.

Las protecciones frente a sobretensiones transitorias descargan los picos de tensión a través de los cables de la instalación eléctrica.

Existen dos tipos de protecciones:

Clase 1: Este tipo está destinado a proteger de impactos directos de rayos. En este caso no será necesaria al ser el riesgo de impacto muy bajo por la escasa superficie de la instalación.

Clase 2: Este tipo está destinado a la protección frente a sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas generadas por la caída de un rayo a cierta distancia de la instalación.

A la hora de elegir nuestro descargador se deberá tener en cuenta la tensión máxima de funcionamiento del circuito que se dará con una temperatura de funcionamiento mínima y en circuito abierto.

$$I_{MAX}=I_{CC}\cdot N_{paneles}=8,68\cdot 11=95,48\text{ A}$$

Elegiremos por tanto un descargador DE PS-5 Protector sobretensión de 5KA, y 1KV



Ilustración 32: Descargador DE PS-5

Interruptor seccionador

Estos interruptores se colocarán entre los paneles y el regulador y servirán para aislar zonas del generador fotovoltaico en casos de parada por reparación, limpieza de la instalación o por mantenimiento.

Para el dimensionamiento de estos interruptores además de la corriente de funcionamiento que deberán ser capaces de interrumpir, habrá que tener en cuenta la tensión de funcionamiento a la que estarán sometidos.

Al haber dividido la instalación en 4 ramales de 6 paneles, de los cuales 3 están conectados en paralelo, para la instalación de los reguladores (caso más desfavorable),

tendremos que hacer la misma división para calcular el número de seccionadores, ya que como se ha dicho antes, el seccionador se emplaza entre los paneles y el regulador.

$$I_{MAX} = I_{CC} \cdot N_{\text{paneles}} = 8,68 \cdot 3 = 26,04 \text{ A}$$

Tensión de funcionamiento = 48 V

Elegiremos por tanto un seccionador de capacidad de corte de 40 A S5-01254PR0



Ilustración 33: Seccionador de 40 A S5-01254PR0

Sistema de puesta a tierra

Al tener nuestra instalación una potencia nominal de 48 voltios, estamos obligados a poner un sistema de puesta a tierra. A este sistema estarán conectados las estructuras soporte de los paneles, así como los marcos metálicos de éstos.

La sección del conductor, será por tanto, igual que la sección del conductor que va desde los paneles al regulador.

La instalación de la puesta a tierra constará de un electrodo de cobre (pica) enterrado en el suelo.

Para ello elegiremos una pica Erico de 1,5 metros de largo. Esta pica es de acero recubierto de cobre estándar. El recubrimiento de cobre permite una mejor conducción de la electricidad y una mayor resistencia a la corrosión.



Ilustración 34: Pica de puesta a tierra.

10.10 OTROS

Con el fin de evitar la degradación de los equipos debido a las inclemencias meteorológicas, los dispositivos tales como las baterías, reguladores y algunos equipos de protección se guardaran en una caseta prefabricada.

Esta caseta contará con aislante térmico entre los paneles que conforman las paredes y el techo con el fin de mantener la temperatura en el interior dentro de unos márgenes aceptables. Este aislamiento se consigue por medio de panel “sándwich” de 40mm. También estará equipada con un sistema de ventilación forzada para ayudar a la regulación de la temperatura interior.

A fin de proteger los equipos de la lluvia, la caseta será perfectamente estanca, tanto por la parte del tejado, como por la parte del suelo. La caseta se instalará sobre unos bloques de hormigón elevándola del suelo. Esto protegerá a la caseta en caso de crecidas de agua y también contribuirá a la ventilación de ésta.



Ilustración 35: Caseta para protección de equipos

11. PRESUPUESTO

A parte de los precios del material, los cuales se detallan a continuación, habrá que tener en cuenta los gastos administrativos acarreados por la tramitación de la documentación y permisos pertinentes. Igualmente habrá que tener en cuenta los gastos de la obra necesaria para realizar la instalación de todos los elementos.

Tabla 12: Tabla de presupuesto

ELEMENTO	PRECIO UNITARIO	Nº DE UNIDADES	PRECIO TOTAL
BTS	34.500 €	1	34.500 €
ANTENA	328,45 €	1	328,45 €
BATERIA	2.528,31 €	12	30.339,72 €
PANEL SOLAR	288 €	22	6.912 €
REGULADOR	160 €	4	640 €
CONDUCTOR 25 mm ²	3,77 €	20	75,4 €
CONDUCTOR 10 mm ²	1,72 €	4	6,88 €
FUSIBLES	2,91 €	4	11,64 €
DIODO	6,79 €	4	27,16 €
DESCARGADOR	12,13 €	1	12,13 €
SECCIONADOR	87,12 €	4	348,48 €
PICA	8,60 €	4	34,40 €
CASETA	12.500 €	1	12.500 €
TOTAL			85.726,18 €

Todos los precios que aparecen en la siguiente tabla son precios a particulares. La instalación de la Estación Base de Comunicaciones debería correr a cargo de una compañía telefónica, por lo que los precios de los dispositivos a utilizar, tendrán un precio menor, ya que las compañías telefónicas, hemos de suponer, que comprarán estos artículos al por mayor.

12. REQUISITOS ADMINISTRATIVOS LEGALES

La acometida de una obra para la instalación de una estación base de comunicaciones corre por cuenta de la empresa de telefonía móvil propietaria de ésta. A continuación se exponen los documentos que se han de presentar para poder llevar a cavo la obra y la puesta en marcha de la instalación.

Los documentos a presentar son los siguientes.

- Proyecto visado. La exigencia de que el proyecto sea visado reside en que es una instalación de más de 10 KW.
- Un estudio de impacto ambiental. Se trata de un procedimiento técnico-administrativo que sirve para identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá un proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado, todo ello con el fin de que la administración competente pueda aceptarlo, rechazarlo o modificarlo.
- La instalación de la estación base ha de ser solicitada y dada de alta en la Jefatura Provincial de Telecomunicación, por el hecho de ocupación del espectro radioeléctrico.
- La licencia de obras del ayuntamiento de Peñalba de Santiago.
- Autorización administrativa de la instalación solar fotovoltaica a la dirección general de industria, energía y minas a la junta de Castilla y León.
- Una vez implantada la instalación, el instalador o el propietario/promotor deben presentar el Certificado de la instalación de Baja Tensión y la solicitud de puesta en marcha en la Dirección General de Industria.

Una vez concedidos estos permisos, la instalación puede entrar en funcionamiento.

13. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El instituto para la Diversificación y ahorro de la energía establece una serie de pautas generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

El IDEA define dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

El plan de mantenimiento preventivo engloba todas las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento correctivo engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento de la instalación debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

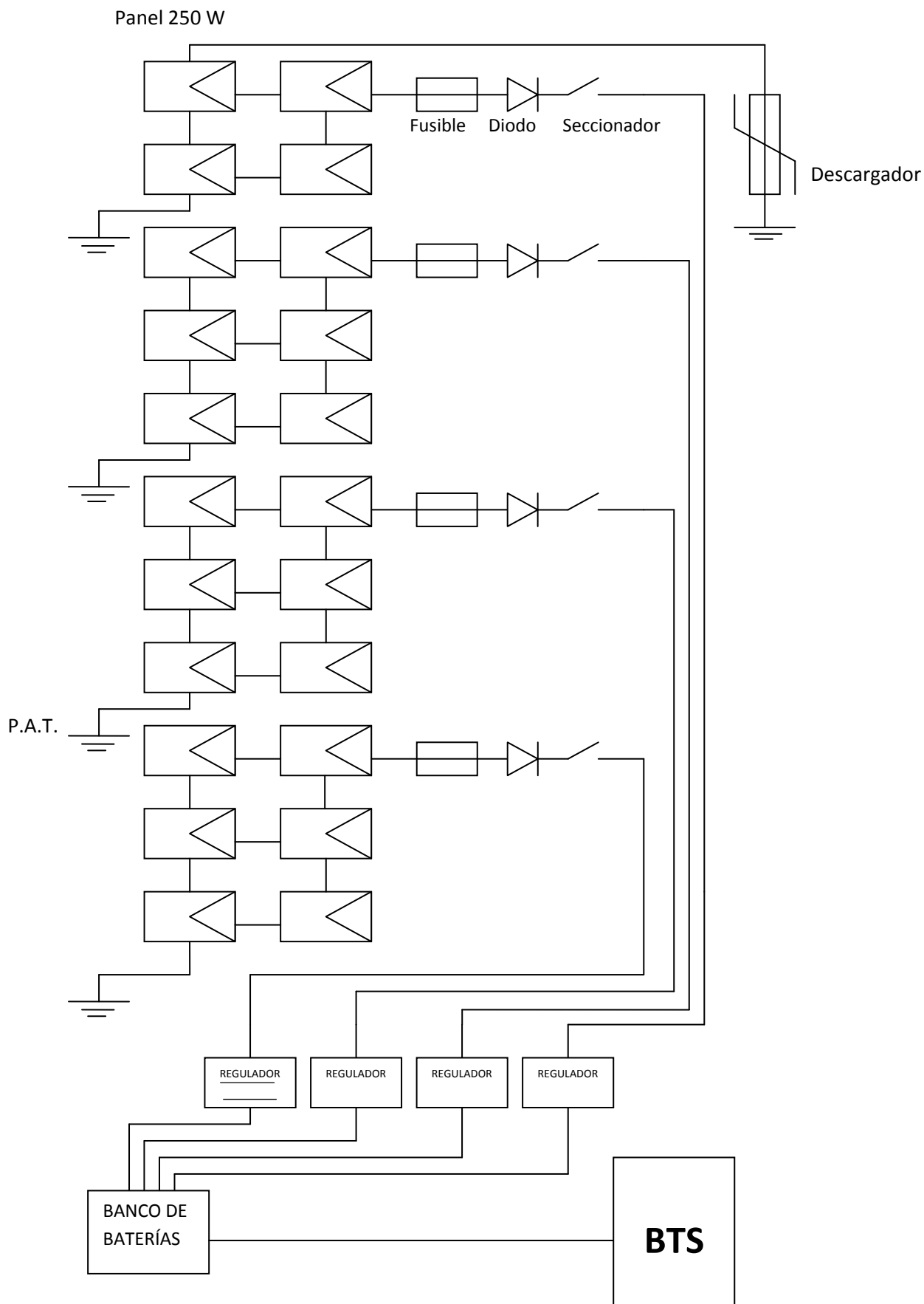
El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo y en nuestro caso, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

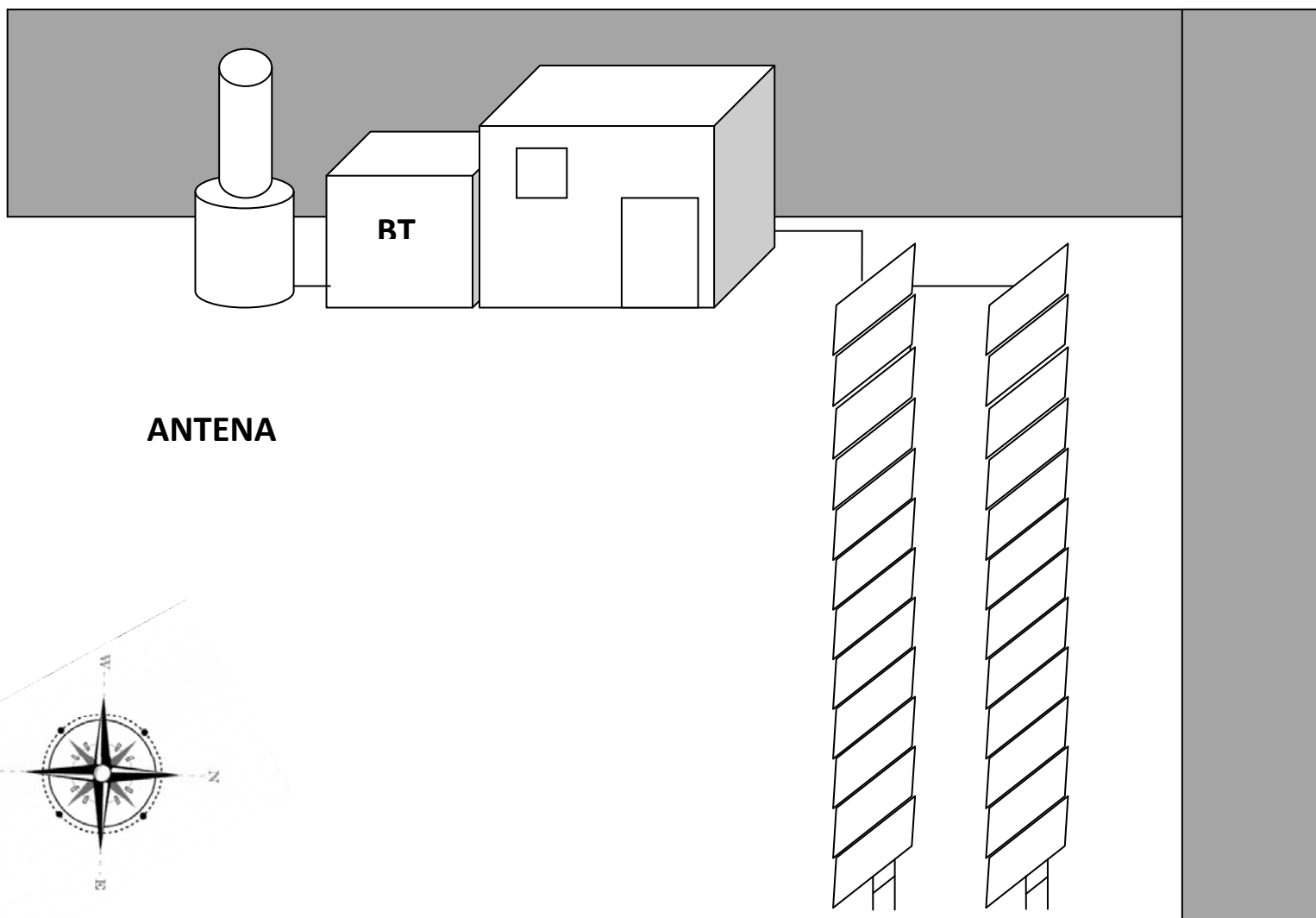
El mantenimiento de la instalación debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Estas operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

14. PLANOS DE LA INSTALACIÓN.

A continuación se muestran dos planos. El primero es el esquema eléctrico de la instalación solar fotovoltaica aislada, conectada a la estación base de comunicaciones. El segundo plano refleja la orientación y la situación de la instalación con respecto a la montaña.



Universidad Carlos III de Madrid	Rodrigo González González
Proyecto: Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para alimentación de estaciones de comunicaciones aisladas	
Plano 1: Esquema de conexión	Fecha: 11/02/2013



Universidad Carlos III de Madrid	Rodrigo González González
Proyecto: Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para alimentación de estaciones de comunicaciones aisladas	
Plano 1: Distribución de equipos	Fecha: 11/02/2013

15. CONCLUSIONES

El medio rural, al contrario que la ciudad, goza de un ritmo de vida más tranquilo. No obstante, esto no quiere decir que la tecnología quede vetada. Las necesidades de comunicación, con unos fines o con otros, son iguales, tanto en la ciudad como en el campo. Como ya expliqué en la introducción del proyecto, la necesidad de atención médica de las personas mayores, la necesidad de comunicación de excursionista o alpinistas en apuros, o simplemente la libertad de comunicación de los habitantes y turistas que visitan el pueblo, avalan la construcción de una estación base de comunicaciones en Peñalba de Santiago.

Los dos inconvenientes de esta instalación, serían por un lado, el coste económico de la instalación, y por otro lado el impacto medio ambiental de ésta. Abordaré estos dos problemas de forma separada.

El coste económico de la instalación, a priori, puede parecer elevado. No obstante, en el mundo de las telecomunicaciones, la competencia es brutal. El dominio del sector por parte de una compañía telefónica revertiría muchísima ganancias. Entre las compañías de telefonía grandes, las cuales son dueñas de las redes de cobertura, la competencia en cuanto al precio de los servicios de cara a los usuarios es altísima. En este aspecto, la competencia es tan férrea, que los precios que ofrecen las grandes compañías son casi calcados. Uno de los pocos puntos en que una compañía puede destacarse frente a las otras es en su capacidad de cobertura. Actualmente las grandes compañías aseguran cobertura telefónica en más de un 99% del territorio español. La zona en la que se sitúa Peñalba de Santiago, es de las pocas zonas de nuestro país que carece de cobertura telefónica. La empresa que invirtiese en dar cobertura a la zona, sería la empresa que garantizase mayor capacidad de cobertura de todas. Esto, entre los usuarios indecisos, sería una gran ventaja, ya que a igualdad de precios, muchos usuarios se podrían decantar por una compañía o por otra dependiendo de su capacidad de cobertura. “Puedo hablar en más sitios por el mismo precio”. Este podría ser el razonamiento de un usuario medio, que son la mayoría de usuarios de las compañías telefónicas. Se trata de un tema psicológico. Posiblemente este usuario no

pise nunca Peñalba de Santiago, pero el hecho de saber que podría hacerlo si es necesario, es un aliciente para decantare por la compañía líder en índice de cobertura.

Atendiendo a este razonamiento, el gasto económico por parte de la compañía telefónica puede ser muy inferior a los ingresos que podría proporcionarle.

El otro problema de la instalación, es el impacto ambiental que ésta podría suponer. La mala proyección de un parking para coches ha hecho que en medio de la montaña quede una calva inservible. Desde el pueblo, esta zona no es visible ya que está a medio kilómetro yendo por una pista forestal, por lo que a la gente del lugar no le molesta. Aprovechando que desde el pueblo esta zona es imperceptible, la instalación de la estación base de comunicaciones no afectaría al paisaje que se puede ver desde el pueblo, y que es su principal fuente de ingresos. Por su puesto, al tratarse de energía fotovoltaica aislada, la ausencia de cables eléctricos de conexión reduce de manera muy destacable el impacto ambiental.

Por estos motivos, considero que la instalación de una estación de comunicaciones alimentada con energía solar fotovoltaica aislada, es una muy buena opción.

16. BIBLIOGRAFÍA

- GUÍA COMPLETA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y TERMOELÉCTRICA.
(Adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE)
Autor: FERNANDEZ SALGADO, José M.
- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.
Autor: CASTAÑER MUÑOZ, Luís
- SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: INTRODUCCIÓN AL DISEÑO Y DIMENSIONADO DE
INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS
Autor: ALONSO ABELLA, Miguel
- SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS: FUNDAMENTO, TECNOLOGÍAS Y
APLICACIONES.
Autor: MARTÍN JIMÉNEZ, Javier
- www.idae.es
- www.asif.org
- www.solarweb.net

